Commission perspectives système et réseau

Réunion plénière du 27 septembre 2019

Premier retour d'expérience sur les canicules de l'été 2019

Commission perspectives système et réseau

Réunion plénière du 27 septembre 2019

Un retour d'expérience sur les épisodes de canicule de 2019

- Les épisodes caniculaires de l'été 2019 n'ont pas été caractérisés par des difficultés à assurer l'équilibre production-consommation

- Il ont en revanche été marqués par des comportements atypiques de la consommation (pics par rapport pour une période estivale) et une disponibilité dégradée du parc de production. Ceci interroge sur l'existence d'un risque sur l'équilibre offre-demande en été, aujourd'hui ou à moyen terme.

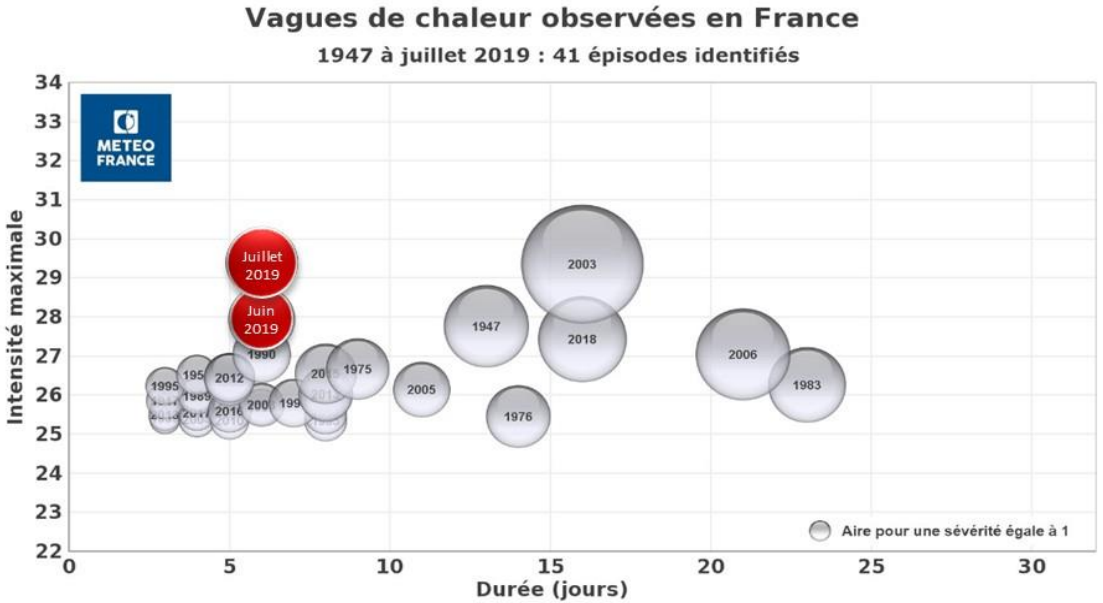
- Objectif de la présentation en CPSR :
  1. éclairer les parties prenantes sur le fonctionnement du système électrique lors des phénomènes de canicule
  2. identifier les axes de travail qui permettront la consolidation de la prise en compte des phénomènes caniculaires dans les prévisions et les études prospectives (BP)

1

Caractéristiques des épisodes de canicule de l'été 2019

Deux épisodes caniculaires au cours de l'été 2019

- Du 25 au 30 juin, puis du 21 au 26 juillet la France a vécu deux vagues de chaleur, relativement courtes, mais marquées selon Météo France par une « intensité exceptionnelle ».

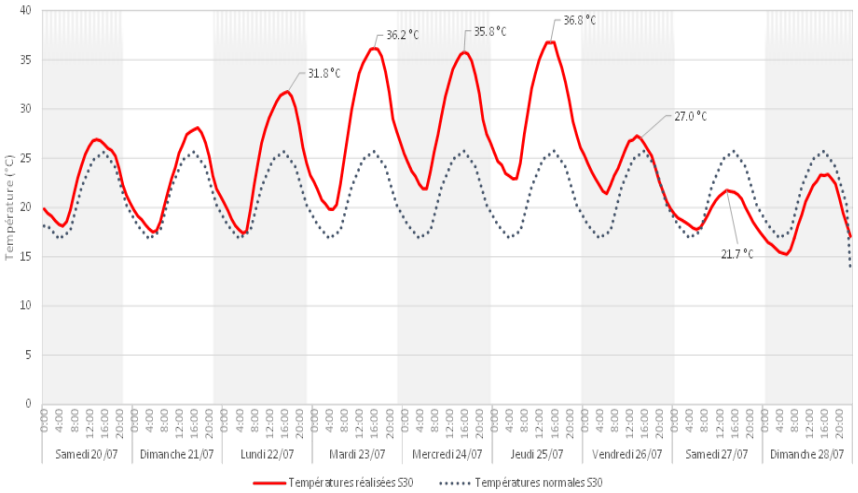


Intensité maximale : valeur la plus élevée de l'indicateur de la température moyenne quotidienne observée durant l'épisode.
Sévérité : indice représentatif de la chaleur cumulée sur la durée de l'épisode.

De nombreux records de températures battus lors des canicules de 2019

- La température a atteint des valeurs jamais mesurées, tous mois confondus, dans de nombreuses villes.
- Le record absolu de température en France métropolitaine a été atteint à Vérargues (dans l'Hérault) avec 46°C.
- À Paris, la température a atteint 42,6 °C, record absolu (station de Paris-Montsouris), dépassant largement l'ancien record de 40,4 °C datant du 28 juillet 1947.
- Le 25 juillet, la température moyenne France a atteint 36,8° C à 16h, soit 11° au dessus des normales.

Températures moyennes France lors de la canicule de juillet 2019



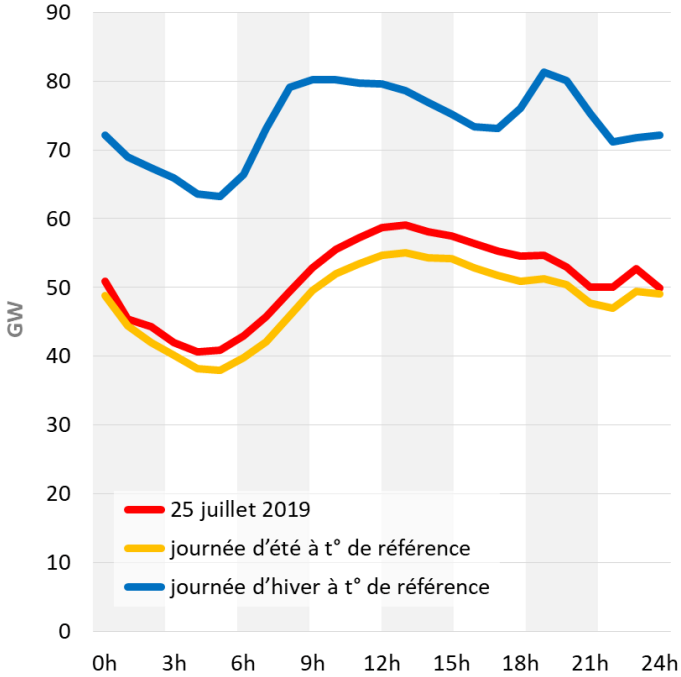
2

Les effets observés sur la consommation

Les appels de puissance estivaux, même en période de forte canicule, demeurent bien plus limités qu'en hiver

- Les vagues de chaleur sont de nature à intensifier le recours à la climatisation et donc à accroître les appels de puissance.
- Des niveaux de consommation records pour une période estivale, lors de la canicule de juillet (près de 60 GW atteints).
- Pendant l'été, le pic de consommation intervient aux alentours de 12h-13h, que ce soit pendant ou en dehors des périodes de canicule : il n'y a pas de déformation notable de la courbe de charge
- Le niveau des appels de puissance en été, y compris lors des phases de canicule, est néanmoins bien plus limité qu'en période hivernale

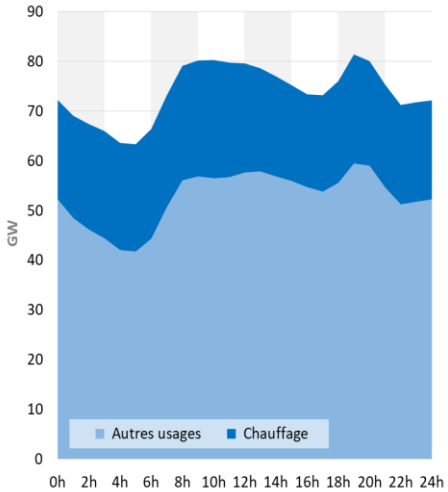
Appels de puissance horaires



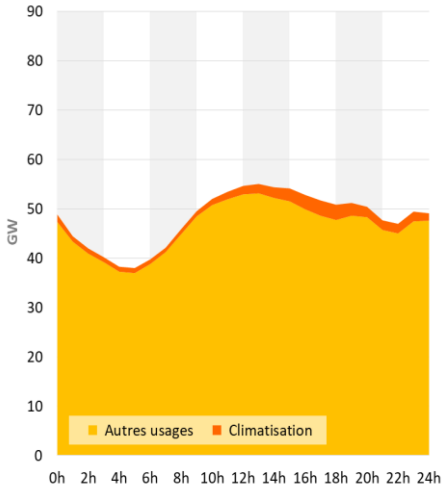
La consommation de la climatisation est bien plus faible que celle du chauffage

- A températures de référence, la consommation en énergie de la climatisation représente 3 TWh par an (contre 62 TWh pour le chauffage) et les appels de puissance à la pointe 3 GW pour la climatisation (contre 26 GW pour le chauffage).

Appels de puissance horaires un jour d'hiver à températures de référence



Appels de puissance horaires un jour d'été à températures de référence



- Lors d'une phase de canicule comme celle de juillet 2019, l'appel de puissance de la climatisation a atteint 8 GW (l'appel de puissance du chauffage lors de la vague de froid de 2012 a dépassé 40 GW sur certaines heures).

Le gradient d'été constitue un paramètre difficile à évaluer, sur lequel des travaux complémentaires sont lancés

- L'effet haussier d'une canicule sur la consommation reste aujourd'hui relativement modéré : 1°C supplémentaire sur la température moyenne France entraine une hausse de consommation de l'ordre de 500 MW.

- Ce gradient d'été est bien plus faible que celui d'hiver (en hiver, +2400 MW de consommation supplémentaire par perte de 1°C).

- Néanmoins, le gradient d'été reste difficile à modéliser, notamment du fait du faible nombre de jours exploitables pour permettre des analyses, avec des pistes de travail :

    - possibilité d'un sur-gradient au delà d'un seuil de température ;

    - évolution à attendre de ce gradient du fait d'une diffusion croissante de la climatisation (entre la première et la seconde canicule, le taux d'équipement en climatiseurs a probablement augmenté, mais dans des proportions difficiles à restituer) ;

    - restitution dans les modèles des phénomènes d'îlots de chaleur urbains et de leur influence sur la consommation mesurée.

3

Les effets observés sur la production

L’analyse doit bien distinguer les effets qui relèvent de la période estivale de ceux attribuables à la canicule

1. De manière générale, en été, la disponibilité du parc de production est réduite, et cela concerne pratiquement toutes les filières (sauf le photovoltaïque) :

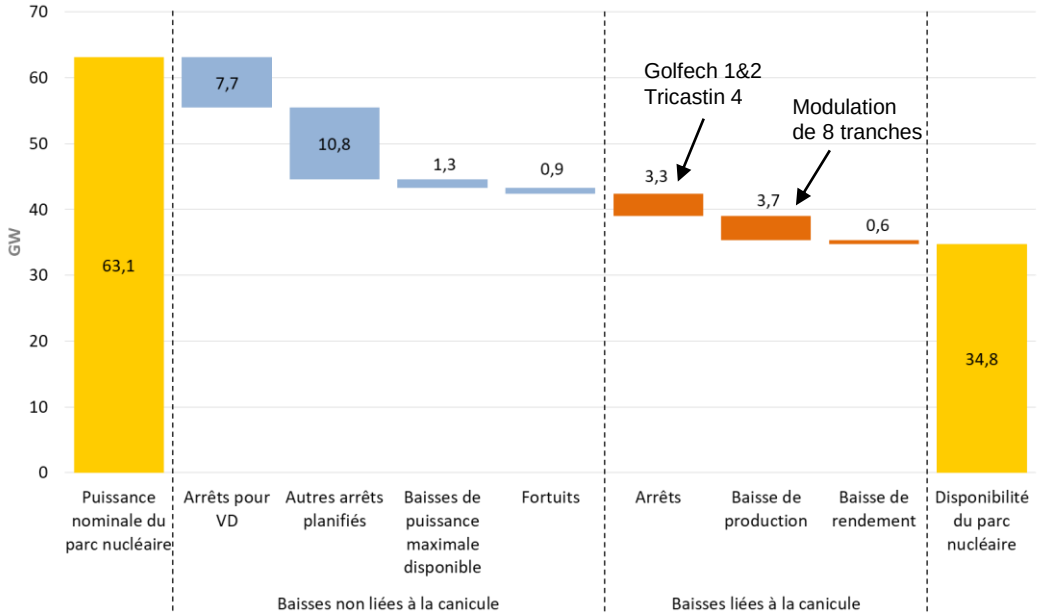
   - la moindre disponibilité du parc nucléaire (et thermique) en été est avant tout due aux arrêts de tranches pour maintenance planifiés par les producteurs (de l’ordre de 3 à 4 tranches arrêtées en janvier contre 15 à 16 tranches en juillet) ;
   - à ces arrêts programmés, s’ajoutent des baisses de rendement (qui affectent de manière générale toutes les centrales thermiques) du fait de températures plus élevées ;
   - le facteur de charge éolien moyen est plus faible en été qu'en hiver (14% vs 29%) ;
   - l’hydraulicité est en moyenne également plus faible en été qu’en hiver.
   - a contrario, le facteur de charge du photovoltaïque est en moyenne plus élevé en été qu’en hiver (22% vs 7%).

2. A cette baisse saisonnière globale de disponibilité du parc, s’ajoute une dégradation supplémentaire de disponibilité spécifique lors des deux canicules (voir diapositives suivantes).

La disponibilité du parc nucléaire dégradée lors de la seconde canicule

- Lors de la canicule du mois de juillet, 11 réacteurs ont été concernés par des baisses de production pour contraintes environnementales.
- Ces baisses se cumulent avec les arrêts programmés (VD et autres), des baisses de rendement de tranches en fin de cycle combustible, des arrêts fortuits, et des baisses de rendement liées aux températures élevées.
- Le 25 juillet, journée la plus touchée par la baisse de disponibilité du parc, la puissance nucléaire disponible était de 35 GW.

Disponibilité du parc nucléaire le 25 juillet 2019



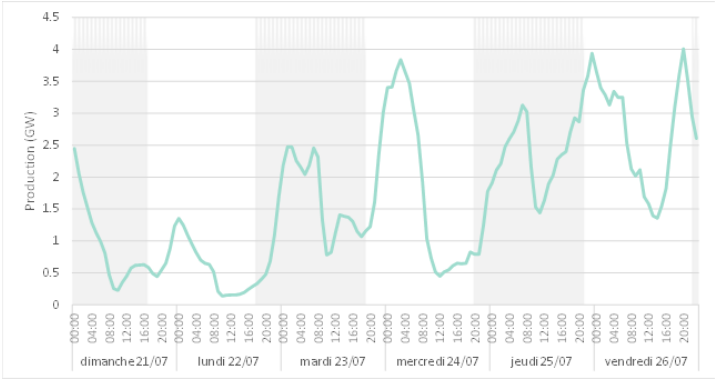
Les épisodes caniculaires ont un effets sur la production du parc éolien et solaire

- Eolien (seconde canicule) :
  - Facteur de charge éolien moyen de 11 % (contre 14% en moyenne estivale). Cette baisse du facteur de charge est due aux conditions anticycloniques qui accompagnent régulièrement les épisodes caniculaires.
  - La production éolienne minimale : inférieure à 150 MW.

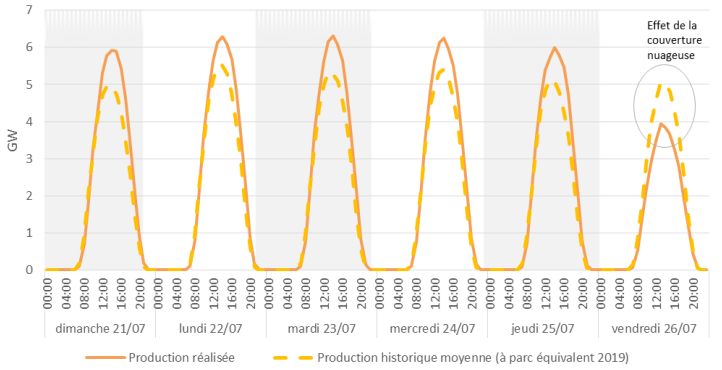
- Photovoltaïque (seconde canicule)
  - Facteur de charge supérieur à celui des précédents étés sur cette même semaine…
  - … mais inférieur à un très fort ensoleillement hors canicule (production maximale de 6,2 GW, contre 7,2 GW atteint en mai 2019)

→ Une diminution du rendement des panneaux photovoltaïques lors de fortes chaleurs est à intégrer.

Production éolienne lors de la canicule de juillet 2019



Production photovoltaïque lors de la canicule de juillet 2019



Des baisses de rendement sur les différentes filières thermiques en cas de forte chaleur

- Selon la filière thermique à flamme (CCG, TAC, cogénérations, …), la baisse de rendement d'une installation pendant une période de canicule est estimée entre 10% à 15 % de sa puissance nominale.

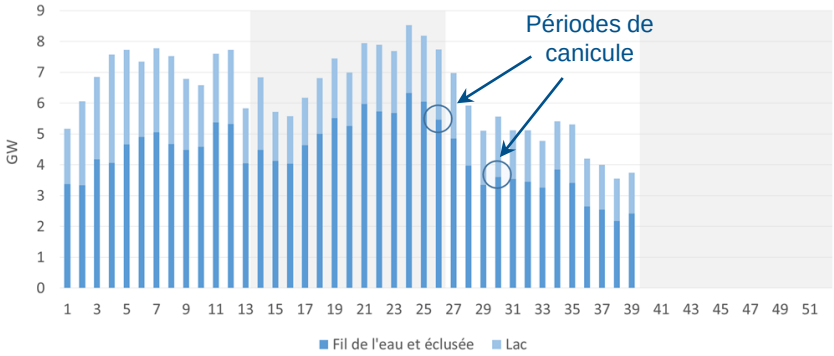
- Pour l'ensemble du parc thermique à flamme, la baisse de rendement est estimée à près de 1,5 GW. Cette estimation reste à consolider.

- La distinction entre la baisse de rendement habituelle en phase d'été et celle due à un phénomène caniculaire doit être précisée, en interaction avec le producteurs.

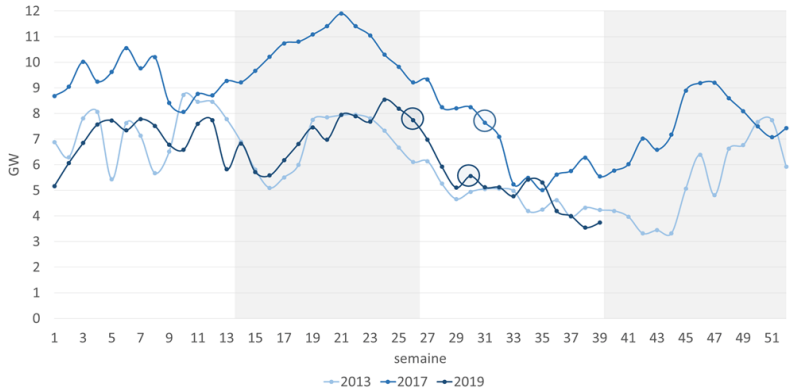
Une hydraulicité qui ne semble pas varier significativement lors d'un phénomène de canicule

- Il n'y a pas d'identification claire d'effet canicule sur la production hydraulique lors des deux semaines de vague de chaleur de l'été 2019.
- Pour une semaine d'été, le principal déterminant de la production hydraulique est le stock hydraulique, pas la température.
- Les travaux permettant de mieux appréhender la corrélation entre canicule et production hydraulique se mèneront avec les parties prenantes dans le cadre du GT « référentiel climatique ».

Puissance hydraulique produite en moyenne hebdomadaire



Puissance hydraulique produite en moyenne hebdomadaire comparaison de plusieurs années



4

Analyse de l’équilibre offre-demande au cours des deux périodes de canicule

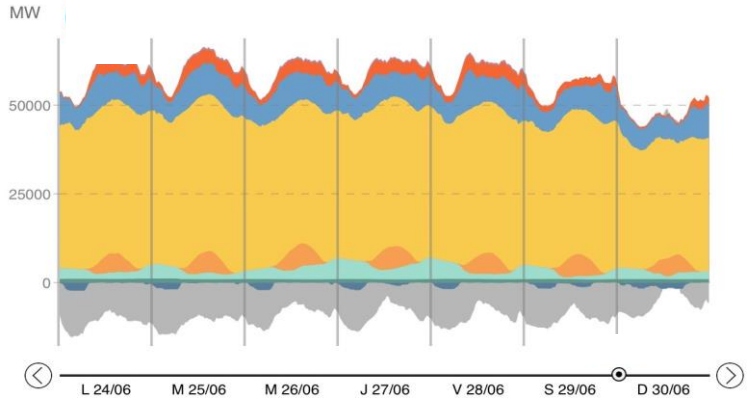
Une situation d'exploitation cohérente avec la situation anticipée dans l'étude saisonnière de RTE

- Le diagnostic prévisionnel établi en juin 2019 faisant état d'une situation maitrisée pour l'été 2019, y compris en cas de canicule.
- Le système s'est globalement comporté comme anticipé, notamment durant la première canicule. Les baisses constatées de disponibilité sur le parc nucléaire étaient notamment cohérentes avec les hypothèses de l'étude saisonnière de RTE
- Lors de la seconde, une situation moins confortable qu'annoncé du fait de l'ampleur du phénomène caniculaire par rapport au référentiel climatique :
  - L'étude du passage de l'été a été menée avec une température 7 degrés au dessus de la normale…
  - alors que le 25 juillet 2019 la température constatée à 16h a été de 11 degrés au dessus de la normale
- Les canicules de l'été n'ont pas donné lieu à des contraintes spécifiques sur l'exploitation du réseau de transport.

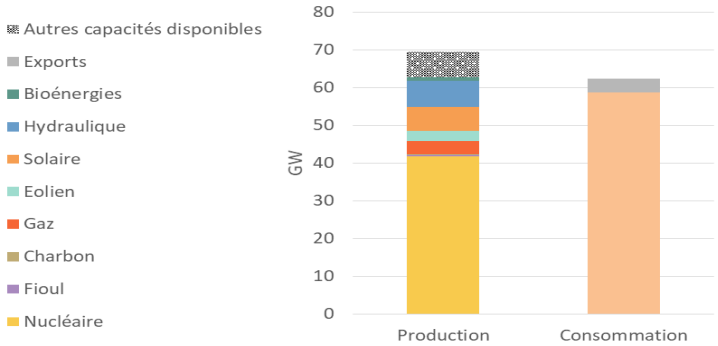
1ère canicule (juin 2019) : l'équilibre offre–demande assuré sans tension sur le système électrique

- Pas de démarrage des groupes au charbon / fioul par les producteurs. La majorité des CCG ont par contre fonctionné.
- Pas de besoin spécifique en temps réel : RTE n'a appelé ni moyens thermiques, ni effacements. Les ajustements ont été réalisés à partir des moyens les moins chers : moyens hydrauliques et offres aux interconnexions.
- La France est restée fortement exportatrice pendant toute la période.
- Le 26 juin, la pointe a été passée sans tension sur le système, avec 2400 MW de marges d'exploitation (activables en moins de 15 min) et plusieurs moyens thermiques à l'arrêt.

Mix énergétique lors de la canicule du mois de juin



Production et autres capacités disponibles le 26 juin à 13h



2nde canicule (juillet 2019) : l'équilibre offre–demande assuré malgré une disponibilité réduite du parc

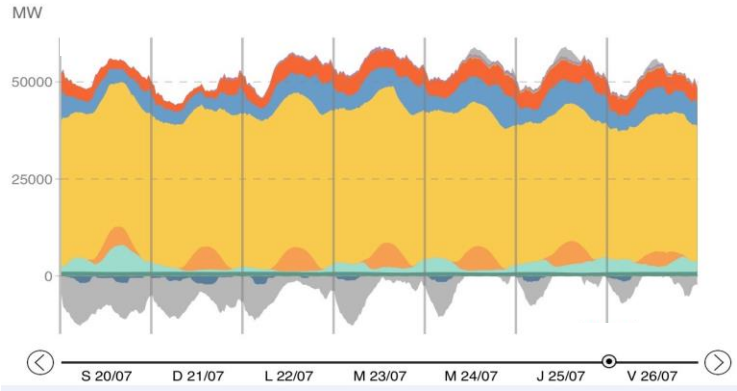
- Un groupe charbon (Cordemais) et des TAC démarrés par les producteurs (programmation en fonction des opportunités de marché). Les autres groupes au charbon et au fioul étaient à l'arrêt.

- En temps réel : quelques besoins d'ajustement pour reconstituer la capacité de réponse (besoin « marge »). RTE a sollicité des moyens par ordre de préséance économiques : turbines à combustion et effacements (à 2 reprises, puissance max de 200 MW, réponse fiable).

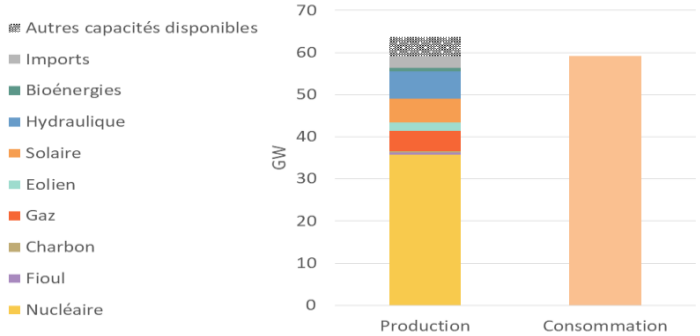
- La France a été majoritairement exportatrice et importatrice pendant 25 heures avec un maximum d'import de 2800 MW

- Le 25 juillet à 13h, l'équilibre offre-demande a été assuré avec 2700 MW de marges d'exploitation (activables en moins de 15 min) à la pointe, et plusieurs groupes thermiques restés à l'arrêt.

Mix énergétique lors de la canicule du mois de juillet



Production et autres capacités disponibles le 25 juillet à 13h



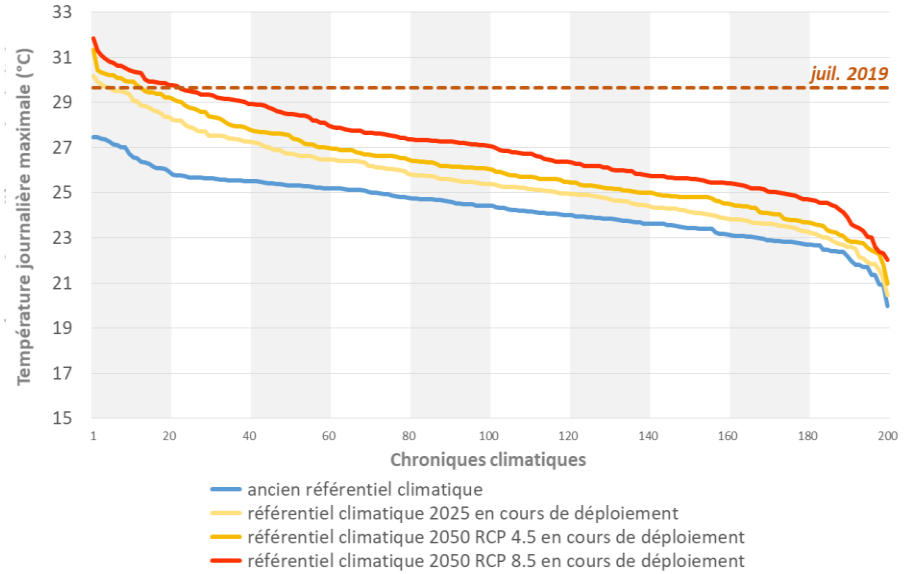
5

Perspectives et axes de travail

Axe 1 : poursuite des travaux visant à affiner la modélisation des températures, intégrant le réchauffement climatique

- Le référentiel climatique utilisé jusqu'à ce jour par RTE intègre une dérive climatique. Néanmoins, il est insuffisant pour la modélisation des évènements extrêmes (canicule), notamment avec un consensus scientifique en forte évolution au cours des dernières années sur l'augmentation de la fréquence des évènements extrêmes.
- Le nouveau référentiel climatique (Météo-France / RTE) est en cours de déploiement (horizon 2025) : il est adapté, mais considère un évènement de juillet 2019 comme exceptionnel.
- Les référentiels 2050 illustrent une probabilité d'atteindre ou de dépasser les températures caniculaires de juillet 2019 comprise entre 5% et 10% : ces référentiels sont à l'étude dans le cadre du « GT référentiel climatique ».

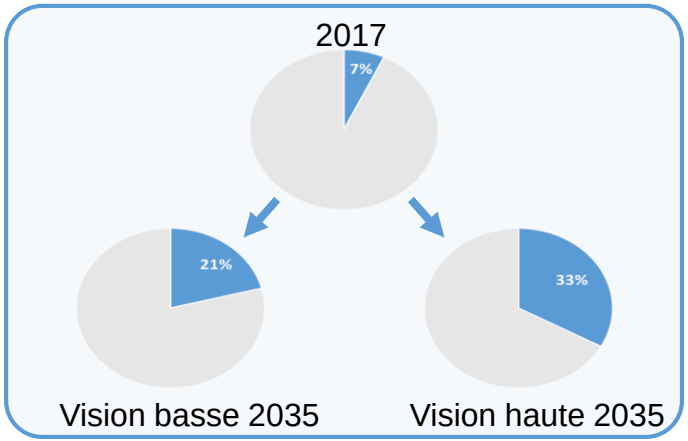
Monotones de températures journalières maximales sur les mois de juillet



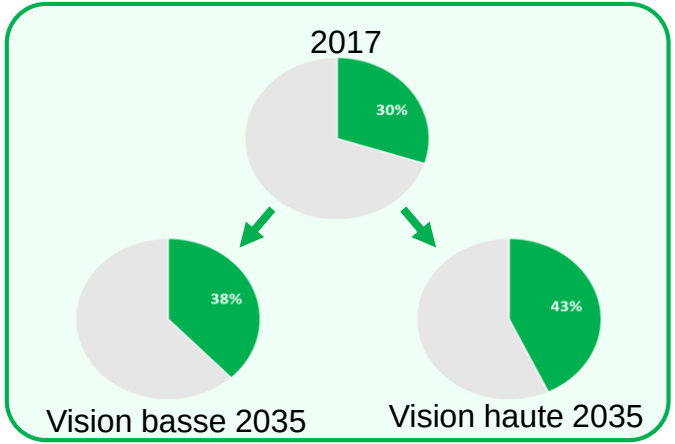
Axe 2 : identifier les perspectives de développement de la climatisation

- Le développement de la climatisation devrait se poursuivre : le potentiel de développement de la climatisation demeure important, notamment chez les ménages.
- Dans une vision haute, la consommation de climatisation pourrait pratiquement doubler et atteindre 5 TWh d'ici à 2035 ; le gradient estival pourrait approcher 1 GW/°C. Sous une hypothèse de canicule de type juillet 2019, la puissance appelée pourrait atteindre 13 GW.

Part des ménages équipés de climatisation (hypothèses BP2017)



Part des surfaces tertiaires climatisées (hypothèses BP2017)



- Ces chiffres sont en cours de réexamen et seront projetés à l'horizon 2050 dans le cadre du « GT consommation ».

Axe 3 : consolider la prise en compte de l'aléa canicule dans la modélisation de la disponibilité des moyens de production

- La projection de la disponibilité de chacune des filières lors des vagues de chaleur (y compris des vagues de chaleur longue) est un enjeu fort pour la modélisation prospective du système électrique. Ce travail est engagé dans le cadre de la concertation sur le Bilan prévisionnel à horizon 2050, autour de plusieurs thématiques :
  - les risques de modulation à la baisse ou d'arrêts de tranches nucléaires pour contrainte environnementale,
  - les baisses de rendement du parc thermique ou du parc photovoltaïque lors de fortes chaleurs,
  - les conséquences des phénomènes caniculaires sur l'hydraulicité.

- Ces travaux vont se poursuivre en interaction avec l'ensemble des parties prenantes intéressées dans le cadre du GT « base climatique » lancé en juin 2019.

Synthèse

1. Les canicules de l'été 2019, intenses mais brèves, ont conduit à des pics estivaux de consommation et à une dégradation de la disponibilité du parc de production.

2. La sécurité d'alimentation a été assurée et le système disposait de marges de production, avec plusieurs moyens thermiques à l'arrêt, et des capacités d'effacement qui restaient disponibles.

3. Le fonctionnement du marché européen a conduit la France à être très largement exportatrice d'électricité durant ces évènements.

4. Dans un contexte de réchauffement climatique, de dégradation potentielle de la disponibilité du parc en période de canicule et de contraction du parc pilotable, les études prospectives de long terme devront intégrer des analyses spécifiques à la sécurité d'approvisionnement lors des périodes estivales.

5. Des travaux sont menés pour consolider la modélisation du système électrique lors des vagues de chaleur dans les analyses prospectives.

Bilan prévisionnel 2019

Commission perspectives système et réseau

Réunion plénière du 27 septembre 2019

1

Bilan prévisionnel 2019

Enjeux & Méthode

Rappel : le Bilan prévisionnel 2018 et analyses complémentaires

- **Le Bilan prévisionnel publié en novembre 2018** avait mis en évidence un niveau de sécurité d'approvisionnement évoluant autour du critère public des 3 heures sur les cinq prochaines années (système sans marges) dans un contexte de transformation du mix marqué par:
  - La fermeture des groupes charbon d'ici 2022
  - La mise en service de nouveaux moyens de production (EPR, CCG de Landivisiau)
  - L'accélération du développement des EnR
  - La mise en service de nouvelles interconnexions

→ **Sous ces hypothèses, formant le « cas de base », la fermeture des centrales au charbon avant 2022 est possible en conservant un niveau de sécurité d'approvisionnement acceptable**

- Une trentaine de variantes d'hypothèses ont permis d'évaluer la sensibilité du diagnostic aux différents paramètres et d'identifier les leviers

- **Le rapport d'analyses complémentaires réalisé à la demande du ministre et publié en avril 2019** a porté sur l'analyse de« *scénarios particulièrement contraints […] moins probables* » basés sur des retards dans les mises en service de l'EPR et/ou de Landivisiau et/ou du projet d'interconnexion Eleclink

→ **Dans ce type de configuration dégradée, notamment en cas de retard important dans la mise en service de l'EPR, le déficit de puissance par rapport au critère peut atteindre plusieurs GW**

Rappel : les derniers éléments de diagnostic (avril 2019)

- **Trois leviers d'action permettant de maintenir un haut niveau de sécurité d'approvisionnement dans les configurations les plus dégradés** ont été identifiés dans les analyses complémentaires, permettant de relâcher les contraintes à la pointe d'environ 1 à 2 GW (pour chaque levier)

Levier n°1: maîtrise de la consommation, notamment lors des pointes:

actions « structurelles » (efficacité énergétique sur l'ensemble des équipements) et actions « curatives » lors des pointes (arrêt des consommations superflues dans le tertiaire, appel aux éco-gestes, …)

Le gouvernement a indiqué début avril sa volonté d'intensifier les efforts en matière de maîtrise de la consommation d'électricité. La tendance sur la consommation reste stable à ce stade.

Levier n°2: optimisation du positionnement des arrêts de réacteurs

anticipation ou report de certains arrêts de réacteurs pour éviter les périodes hivernales

Discussions en cours

Levier n°3: maintien en disponibilité ou conversion à la biomasse de 2 groupes charbon

pour des durées de fonctionnement pouvant être réduites et de manière privilégiée à Cordemais pour la tenue de tension

La faisabilité technique, économique et écologique du projet de conversion à la biomasse de la centrale de Cordemais est en cours d'étude. Un jalon de décision est attendu à l'automne 2019

Les enjeux du Bilan prévisionnel 2019

- Le Bilan prévisionnel 2019 doit répondre à deux enjeux principaux :
  - **Actualiser le diagnostic de sécurité d'approvisionnement sur les prochaines années**, en tenant compte des dernières informations sur l'évolution du mix électrique (développement des EnR, dates de fermeture / reconversion / mise en service pour les différentes centrales nucléaires et thermiques, dates d'arrivée des nouvelles interconnexions…), et des incertitudes associées. Certaines hypothèses autrefois jugées peu probables doivent désormais être intégrées.
  - **Apporter un éclairage sur l'évolution des marges du système électrique au-delà du premier hiver sans les groupes charbon**, en prolongeant l'étude jusqu'à l'hiver 2025-2026

- L'établissement du cadrage global, des hypothèses du cas de base et la définition des variantes s'appuie sur **la consultation publique menée en juin**.
  - Une dizaine de retours ont été reçus et pris en compte pour ajuster les hypothèses retenues dans l'analyse

→ **Aujourd'hui, présentation du cadrage du cas de base construit à partir des retours de la consultation**

concerte.fr
LE SITE DE CONCERTATION DES CLIENTS DE RTE

2

Bilan prévisionnel 2019
Premiers éléments de diagnostic

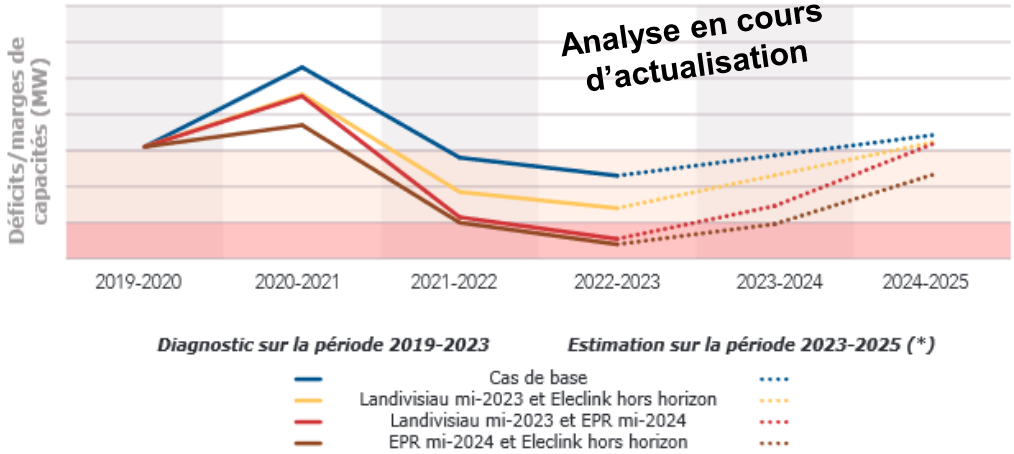
État des lieux des tendances sur l'évolution du mix électrique

- Les informations les plus récentes sur les perspectives d'évolution du mix électrique à moyen terme confirment les diagnostics de l'an passé sur la sécurité d'approvisionnement à l'horizon 5 ans (cas de figure de l'étude complémentaire d'avril dernier)

- **Dans un scénario de fermeture de toutes les centrales au charbon d'ici 2022, la période la plus tendue en matière de sécurité d'approvisionnement correspond aux hivers 2021 à 2023 (équilibre offre-demande national et tenue de tension sur la zone du Grand Ouest.**

- La date de mise en service de l'EPR et la maîtrise du programme d'arrêts des réacteurs dans le cadre des visites décennales et périodiques constituent les principales incertitudes pour la France

- L'analyse des leviers présentés par RTE en avril 2019 prend encore plus de sens et sera approfondie dans le Bilan prévisionnel 2019



Extrait du rapport d'analyses complémentaires publié en avril 2019

Hypothèses retenues dans le Bilan prévisionnel 2019 (1/5)

Consommation

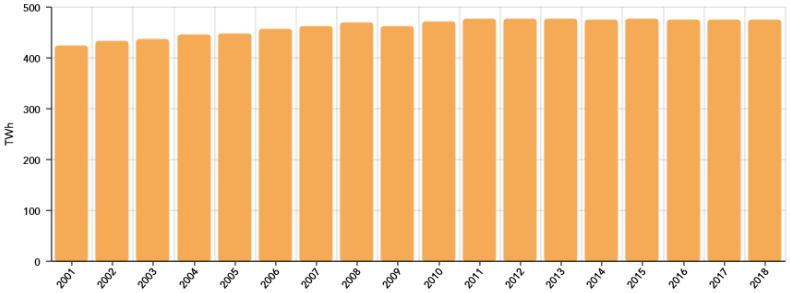
Une évolution stable depuis plusieurs années

Cas de base :

- Stabilité de la consommation, en cohérence avec l'évolution constatée ces dernières années

Variante(s) :

- Analyses de sensibilité considérant des trajectoires de consommation à la hausse et à la baisse



Evolution de la consommation corrigée de l'aléa météorologique (source : Bilan électrique 2018)

Effacements

Un renforcement de la fiabilité de la filière essentiel à sa maturité et son développement

Cas de base :

- Augmentation du volume d'effacements et fiabilisation progressive, pour une trajectoire légèrement inférieure aux objectifs de la nouvelle PPE

Variante(s) :

- Variante basse considérant que la situation actuelle n'évolue pas, en volume et en fiabilité
- Variante haute basée sur l'atteinte des objectifs de la PPE, avec un niveau de fiabilité maximal

Hypothèses retenues dans le Bilan prévisionnel 2019 (2/5)

Energies renouvelables

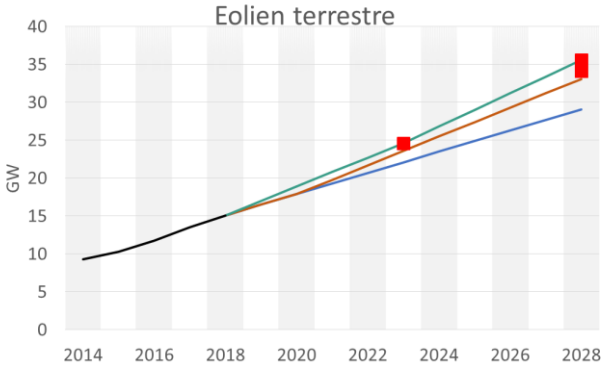
De nouveaux objectifs ambitieux publiés dans le projet de PPE

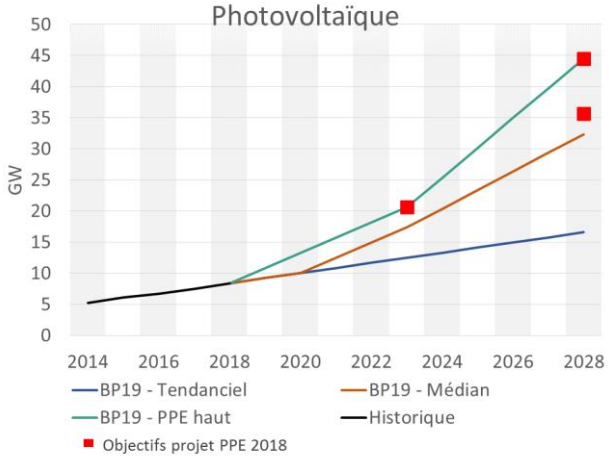
Cas de base :

- Progression des capacités PV et éolien terrestre basé sur :
  - Sur les 2 prochaines années, un développement tendanciel (+0,8 GW/an pour le PV, +1,4 GW/an pour l'éolien terrestre)
  - puis une accélération cohérente avec le rythme nécessaire à l'atteinte des objectifs PPE (+ 2,4 GW/an pour le PV, +1,9 GW/an pour l'éolien terrestre)
- Raccordement du premier parc éolien en mer en 2022 (Saint-Nazaire) puis raccordement progressif des autres parcs AO1&2
- Stabilité du parc de production d'électricité à partir de biomasse et de déchets et progression du parc biogaz (+25 MW/an)

Variante(s) :

- Variantes hautes en cohérence avec les objectifs hauts de la PPE et/ou les dates de mises en service envisagées par les porteurs de projet offshore
- Variantes basses considérant un rythme de développement tendanciel et/ou un retard dans la mise en service des projets offshore





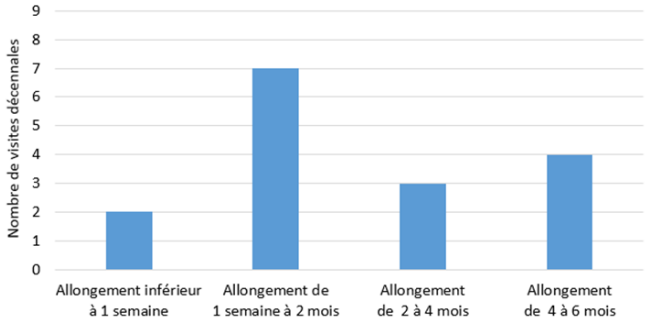
Hypothèses retenues dans le Bilan prévisionnel 2019 (3/5)

Nucléaire

Un nouveau retard annoncé pour la mise en service de l'EPR

Cas de base :

- Fermeture de la centrale de Fessenheim d'ici mi 2020, selon les dates d'arrêt déclarées par le producteur
- Maintien du reste du parc existant sur tout l'horizon d'étude
- Mise en service de l'EPR de Flamanville en 2023 avec disponibilité partielle (déclaration d'EDF du 26/07/19 indiquant que la mise en service de l'EPR « ne peut être envisagée avant fin 2022 »)
- Hypothèses de disponibilité différenciées par hiver, en fonction du planning des visites décennales fourni par l'exploitant (avec modélisation probabiliste de la durée d'allongement des visites décennales, cohérente avec les allongements observés)



Historique d'allongement des VD (source Transparence), hors Paluel 2 et Gravelines 5

Variante(s) :

- Arrêt d'un ou deux réacteurs en fin d'horizon (variante conditionnée à la situation en matière de sécurité d'approvisionnement)
- Mise en service de l'EPR de Flamanville postérieure à 2023

Hypothèses retenues dans le Bilan prévisionnel 2019 (4/5)

Parc thermique à flamme

Un objectif de fermeture du parc charbon d'ici 2022 qui se précise

Cas de base :

- Fermeture de la centrale au charbon du Havre en 2021, en accord avec les informations communiquées par EDF et fermeture des dernières unités au charbon d'ici 2022 (1 en 2020, 3 en 2022 dans le cas de base)
- Maintien des capacités de semi-base et de pointe existantes (CCG, turbines à combustion)
- Mise en service de la centrale de Landivisiau en 2021, conformément au calendrier contractuel entre le porteur de projet et RTE
- Disponibilité des différentes unités thermiques conforme à l'historique
- Stabilité du parc de cogénérations et petites unités au gaz, contraction du parc de cogénérations et petites unités au fioul

Variante(s) :

- Fermeture anticipée d'une partie des centrales au charbon
- Conversion à la biomasse d'une ou deux tranches de la centrale de Cordemais
- Retard dans la mise en service de la centrale de Landivisiau
- Déclassement des TAC au fioul dès le premier hiver
- Déclassement accéléré du parc de cogénérations et petites unités au gazet au fioul

Hypothèses retenues dans le Bilan prévisionnel 2019 (5/5)

Interconnexions

Des incertitudes persistantes autour du calendrier de mise en service d'Eleclink

Cas de base :

- Les projets IFA 2 et Savoie-Piémont sont considérés en service à partir de l'hiver 2021-2022
- Pas de mise en service d'Eleclink sur l'horizon d'étude

Variante(s) :

- Mise en service d'Eleclink en 2020
- Mises en service des projets d'interconnexions retardées

Parcs étrangers

Des hypothèses basées sur les données du MAF et cohérentes avec les objectifs publiques

Cas de base :

- Evolution des parcs étrangers en cohérence avec les données remontées par les gestionnaires de réseau dans les exercices européens (MAF 2019) et les objectifs publiques nationaux (voir diapositive suivante)

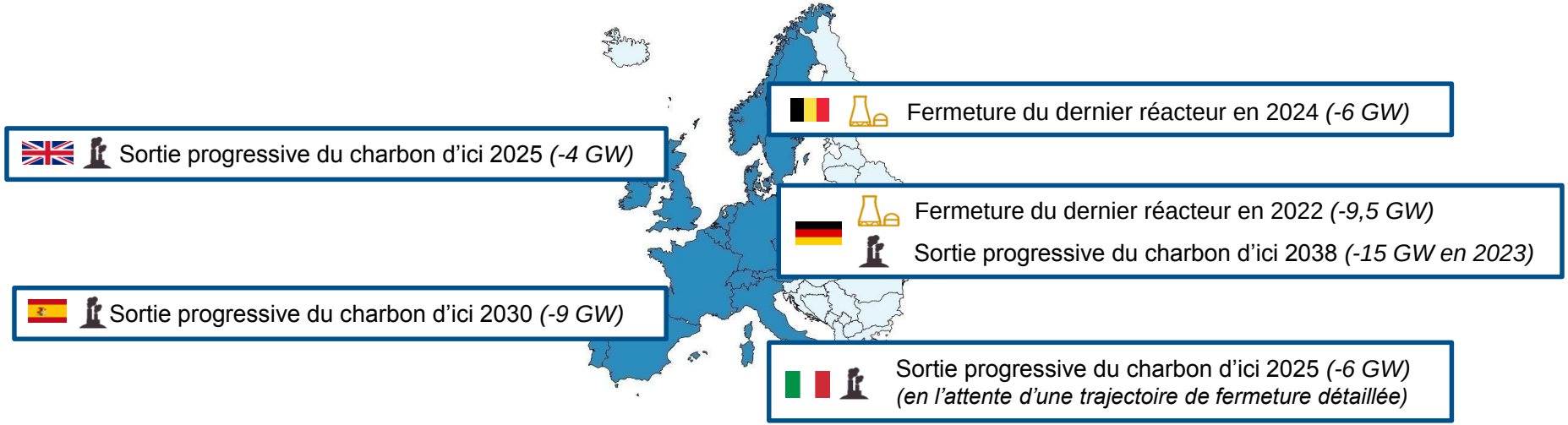
Variante(s) :

- Variantes reflétant les incertitudes sur l'évolution des parcs étrangers

Focus sur les hypothèses européennes (1/2)

- Dans une Europe fortement interconnectée, l'évolution de la situation dans les pays voisins est un déterminant de premier ordre pour l'analyse de risque sur la sécurité d'approvisionnement
- A moyen terme, le tendance générale à **la réduction du parc de grandes unités thermiques / nucléaires et au développement des énergies renouvelables** apparaît bien ancrée

→ **Un enjeu fort de coordination et d'étude de la concomitance ou du décalage des fermetures et mises en service prévues en Europe dans les prochaines années**



Objectifs de réduction des capacités thermiques et nucléaires

Focus sur les hypothèses européennes (2/2)

- Une analyse approfondie de la coordination des décisions européennes est menée, en testant notamment la sensibilité du diagnostic à des déclassements de moyens thermiques accélérés ou retardés par rapport aux trajectoires prévues à date.

Cas de base	Variantes nationales envisagées	Variantes thématiques envisagées
Sortie du nucléaire d'ici 2025 + Disponibilité dégradée d'ici là	Amélioration de la disponibilité du parc nucléaire	Accélération / Ralentissement du déclassement du charbon
Déclassement progressif du charbon *(de 9 GW à 4,5 GW d'ici 2025)*	Déclassement accéléré du charbon *(0 GW d'ici 2025)*	Accélération / Ralentissement du développement des EnR
Aucun déclassement (ou déclassement compensé par de nouveaux moyens)	Sortie du charbon en 2025, sans ajout de nouveaux moyens	Absence de nouveaux moyens pilotables entre 2020 et 2025
Déclassement des parcs charbon et lignite *(trajectoire Coal Commission, 30 GW restants en 2023)*	Accélération / Ralentissement du déclassement du charbon *(trajectoires NEP, MAF 19)*	
Léger déclassement nucléaire *(de 9,2 à 7,1 GW entre 2020 et 2025)* Sortie du charbon d'ici 2025	Trajectoire nucléaires alternatives *(trajectoires du FES 19)*	

L'analyse de l'équilibre offre-demande dans des situations de« stress tests », en complément de l'approche probabiliste

- Pour illustrer l'état de la sécurité d'approvisionnement et faciliter l'appropriation collective des conséquences pour le système électrique, l'analyse probabiliste est complétée par un zoom sur le fonctionnement du système dans certaines situations spécifiques :

Vague de froid

Le fonctionnement du système est analysé pendant une vague de froid longue, en prenant comme référence la vague de froid de 2012 (simulation avec les données historiques pour la consommation et les facteurs de charge éolien et photovoltaïque).

Vent faible

Dans un contexte de diversification du mix électrique, RTE est régulièrement interrogé sur l'équilibre du système pendant des situations de vent très faibles.

La sensibilité aux situations de vent très faible est évaluée en « rejouant » une situation historique et / ou en analysant des scénarios climatiques présentant des facteurs de charge éoliens très faibles *(analyses en cours)*.

Indisponibilités simultanées de réacteurs nucléaires

La possibilité d'avoir des indisponibilités simultanées du nucléaire sur les prochains hivers ne peut être complètement exclue (cf difficultés observées ces dernières années sur la conformité de certains composants et les demandes d'analyse de l'ASN). Une telle situation est spécifiquement analysée en reproduisant la disponibilité nucléaire constatée sur l'hiver 2016-2017.

Suite des travaux et calendrier

Suite des travaux

- Les analyses se poursuivent pour affiner le diagnostic sur le « cas de base » et évaluer la sensibilité des paramètres de l'étude au travers des différentes variantes

- Les parties prenantes sont invitées à s'exprimer en séance sur leurs attentes en matière de résultats et d'analyses qui devront figurer dans le Bilan prévisionnel 2019

Calendrier

- Les résultats finaux de l'analyse de risque sur la sécurité d'approvisionnement seront publiés **fin octobre / courant novembre**, sous la forme de deux volets :
  - Étude saisonnière du passage de l'hiver 2019-2020
  - Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande sur la période 2020-2025

Enjeux associés au développement de l'électricité dans les usages

Commission perspectives système et réseau

Réunion plénière du 27 septembre 2019

Un besoin d'éclairage sur les impacts environnementaux et économiques associés au développement de certains usages

- L'électrification de certaines consommations énergétiques aujourd'hui assurées par des énergies fossiles constitue un levier de réduction des émissions de CO_2. Ce levier constitue un des axes de la SNBC en vue de l'atteinte de la neutralité carbone.

- Les scénarios de long terme du Bilan prévisionnel 2017 intègrent des évolutions importantes et contrastées sur l'évolution de la place de l'électricité dans la consommation énergétique finale :

  - **Développement de la mobilité électrique :**

    Entre 3,5 et 15,6 millions de véhicules électriques à l'horizon 2035

  - **Électrification de certains usages thermiques dans le résidentiel :**

    De moins de 40% actuellement à env. 50% à l'horizon 2035

- Des questions récurrentes des parties prenantes sur les enjeux du développement de ces usages :

  - Sur le fonctionnement du système électrique (pointe de consommation, sécurité d'approvisionnement)
  - Sur les émissions globales de CO_2
  - Sur le coût pour la collectivité et les consommateurs

Une démarche d'analyse systématique appliquée à différents postes de consommations

3 volets

1. **La mobilité électrique**
2. **La production d'hydrogène par électrolyse**
3. **Les usages thermiques dans le bâtiment**

3 axes d'analyse systématiques

1. **Enjeux sur le fonctionnement physique du système**
   - Effet sur les bilans énergétiques, les imports - exports, la pointe et la sécurité d'approvisionnement
2. **Enjeux économiques**
   - Pour le système électrique, selon la mobilisation de la flexibilité de certains de ces usages (recharges VE, électrolyseurs)
   - Pour l'ensemble du système énergétique / la collectivité, en intégrant l'impact sur les autres vecteurs et les coûts non liés à l'énergie (bornes de recharge, véhicules, électrolyseurs, systèmes de chauffage, etc.)
   - Pour les utilisateurs/consommateurs
3. **Enjeux environnementaux**
   - Émissions de GES évitées sur l'ensemble du cycle de vie
   - Coût d'abattement par tonne de CO_2 évitée

Une question méthodologique : comment compter les coûts et les émissions de CO_2 associée à une consommation électrique ?

- La politique énergie-climat de la France engagée avec la PPE et la SNBC et prise dans son ensemble tend à réduire les émissions de gaz à effet de serre.
- Cependant, l'évaluation des coûts économiques et des émissions de CO_2 associés à l'électrification d'un usage spécifique (VE, électrolyse, chauffage, etc.) nécessite une méthode d'affectation des coûts et émissions totales du parc de production. Il n'y a pas de méthode unique et plusieurs approches peuvent être considérées :

  - Approche « attributionnelle »

    Repose sur la répartition des coûts et émissions à chaque instant sur les consommations à cet instant

    ➕ *Affecte l'ensemble des coûts et des émissions aux différents postes de consommation (y.c. exports)*

    ➖ *Ne mesure pas les conséquences d'un choix sur l'électrification*

  - Approche « incrémentale »

    Repose sur l'évaluation de l'effet d'un incrément de conso. sur les coûts et émissions du système électrique

    Nécessite une hypothèse sur l'effet du niveau de consommation sur le parc de production :

    - Approche « incrémentale à parc figé »
    - Approche « incrémentale à parc adapté »

    ➕ ***Mesure les conséquences du choix d'électrification***

    ➖ *Nécessite une hypothèse sur l'effet d'adaptation du parc*

1

Mobilité électrique

Les enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique

- RTE a mené des études sur les enjeux du développement de la mobilité électrique, dans le cadre d'un groupe de travail co-piloté avec l'AVERE France, et en vue d'apporter des réponses à des demandes des parties prenantes (pics de déplacements, enjeux du pilotage de la recharge, impacts environnementaux…)
- **Publication d'un rapport de synthèse des principaux résultats le 15 mai 2019**
- Ce document sera complété par un rapport détaillé, qui sera publié dans les prochaines semaines. **Une présentation dédiée sera organisée en novembre.**

- Les analyses intègrent une modélisation détaillée des besoins de mobilité, et mettent en évidence les **synergies entre l'évolution du mix électrique et les besoins de mobilité**.
- Études menées sur 5 scénarios contrastés d'évolution de la mobilité et avec une analyse transverse des enjeux techniques, économiques (pour le système et pour le consommateur) et environnementaux.

Scénario *Crescendo*	Projections standards
Scénario *Opera*	Flexibilité renforcée
Scénario *Forte*	Stress pour le système électrique
Scénario *Alto*	Essor du véhicule autonome partagé
Scénario *Piano*	Mobilité sobre en carbone

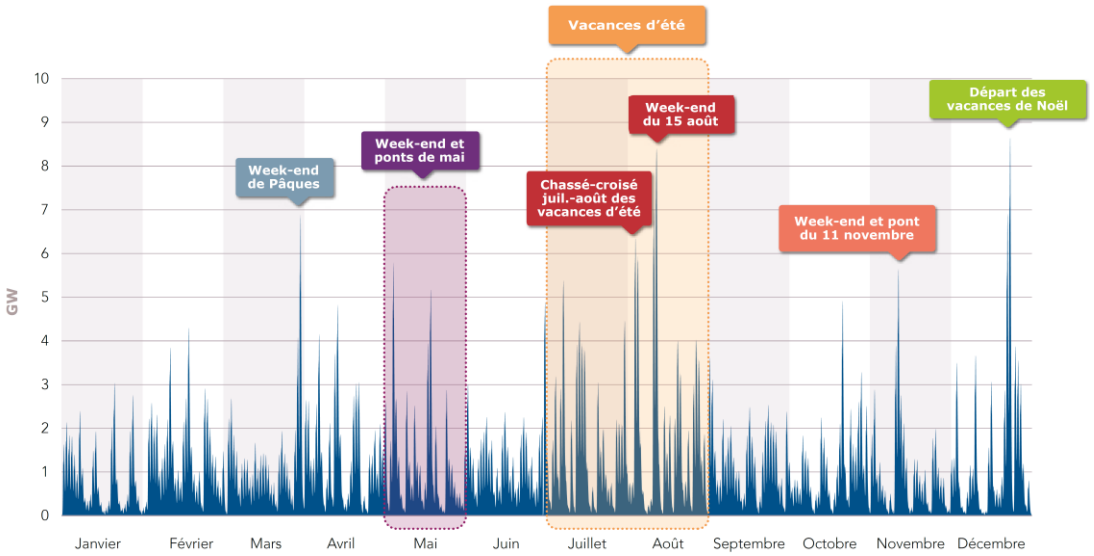
L’analyse n’engendre pas d’inquiétude pour la sécurité d’approvisionnement dans le scénario de la PPE

- Une représentation fine des besoins de mobilité, basée sur l’analyse de l’enquête nationale transports – déplacement qui permet de situer les enjeux pour la recharge
- Des déplacements longue distance qui n’engendrent pas d’inquiétudes : des appels de puissance de 8 GW au maximum, et concentrés sur des « périodes creuses » du système électrique

- L’enjeu principal est le pilotage des « recharges du quotidien » : même avec un développement limité du pilotage, la sécurité d’approvisionnement reste assurée

- Le développement du *vehicle-to-grid* peut même contribuer à augmenter les marges du système électrique

Puissance des recharges associées aux déplacements longue-distance



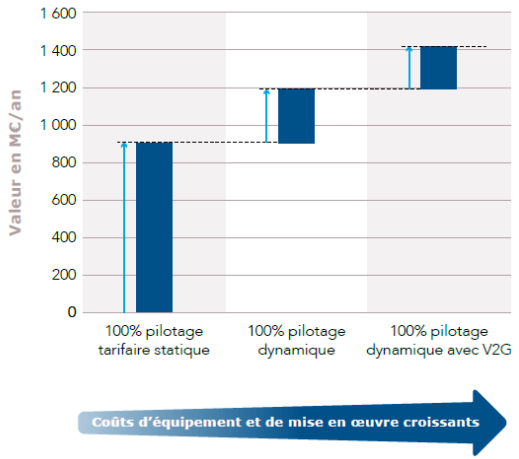
Des bénéfices importants pour la collectivité associée au pilotage de la recharge, même avec des dispositifs simples

- Le pilotage de la recharge permet d'optimiser l'utilisation des moyens de production à bas coût pour un bénéfice économique pour la collectivité de plus d'un milliard d'euros par an.

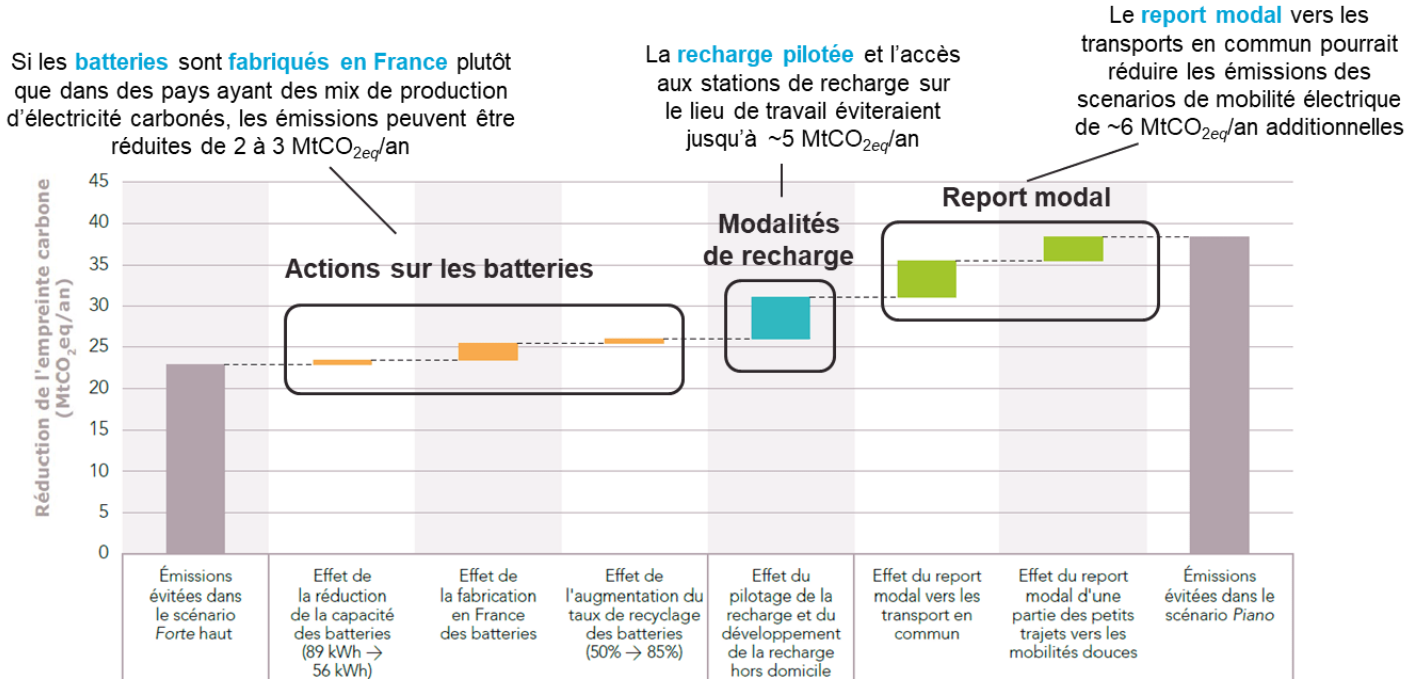
- L'essentiel de la valeur peut être apportée par des dispositifs de pilotage simples : asservissement à un signal tarifaire de type « HP/HC », branchement du véhicule le WE, …

- Les bénéfices supplémentaires apportés par le *vehicle-to-grid* peuvent être importants mais dépendent du niveau de développement du pilotage sur l'ensemble du parc de véhicules

Valeur pour la collectivité associée au pilotage dans le scénario Crescendo haut



Des leviers de réduction de l'empreinte carbone des transports mis en évidence par l'analyse complète



- Un coût de la décarbonation (en €/tCO_2 évitée) aujourd'hui élevé mais qui devrait fortement décroître avec le coût des véhicules électriques, et devenir nettement inférieur à la valeur tutélaire du carbone

2

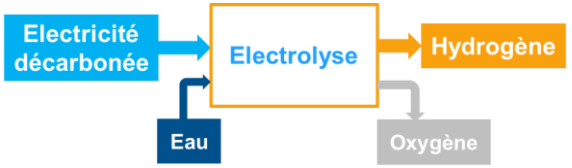
Hydrogène

L'hydrogène aujourd'hui en France : une consommation industrielle et une production à base d'hydrocarbures

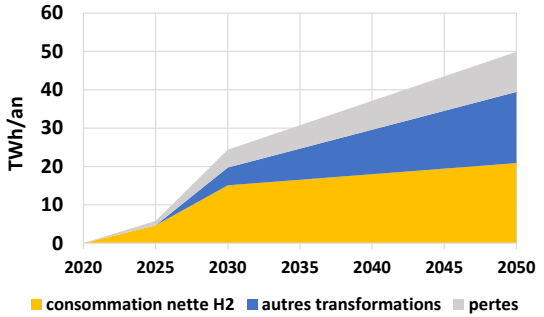
- Une grande partie de l'hydrogène, essentiellement utilisé dans l'industrie, est aujourd'hui produite par vaporeformage de méthane, mode conventionnel de production d'hydrogène, en complément des productions fatales (gazéification du charbon, oxydation d'hydrocarbures)
- La production actuelle d'hydrogène en France représente des émissions totales d'environ 10 Mt CO_2 / an (~ 2 à 3 % des émissions nationales)
- Un développement de la production d'hydrogène décarboné par électrolyse qui permet de décarboner les usages existants et d'envisager la décarbonation d'autres usages (mobilité lourde…)
- Des ambitions fortes pour le développement de l'hydrogène décarboné dans la politique énergie-climat de la France : objectif de taux d'hydrogène industriel décarboné compris entre 20% et 40% en 2030, et développement de la production par électrolyse pour ~30 TWh d'électricité d'ici 2035

Procédé de vaporeformage

Procédé d'électrolyse



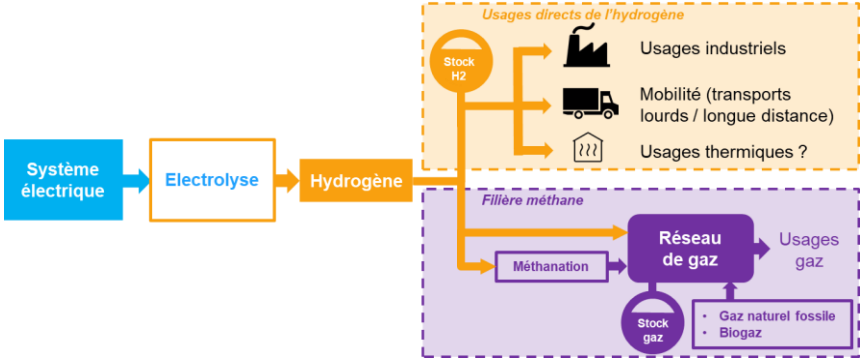
Consommation d'électricité pour la production d'H_2 (synthèse SNBC / PPE)



Deux enjeux distincts peuvent justifier l'essor de l'électrolyse et sont souvent confondues dans le débat

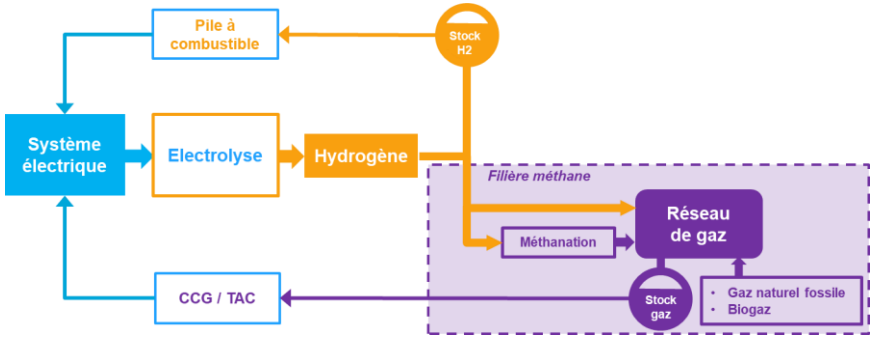
1. Décarboner les vecteurs gaziers (hydrogène, méthane…)

- Pour répondre aux objectifs nationaux et internationaux de décarbonation
- Vu du système électrique : crée une consommation potentiellement flexible



2. Contribuer à l'équilibre du système électrique en apportant une solution de stockage / déstockage

- En utilisant l'hydrogène en entrée de PAC ou directement dans le réseau de gaz naturel
- Ou avec une étape de méthanation afin d'utiliser le gaz comme stockage d'électricité



→ Les enjeux diffèrent selon l'horizon et les scénarios

Plusieurs modèles revendiquent un approvisionnement en électricité décarbonée pour de l'hydrogène « vert » …

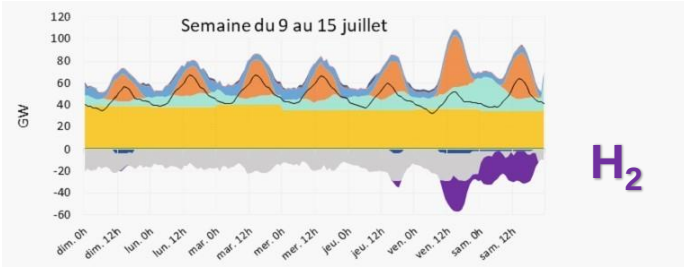
- En période de marges **EnR ou EnR + nucléaire:**
  fonctionnement lors des périodes de prix faibles

  ✚ *Electricité décarbonée par définition, peu chère sur les marchés …*

  Fonctionnement réduit (<20% du temps)

  ═ *CAPEX élevés (surdimensionnement des électrolyseurs)*

  Production très variable et aléatoire



H_2

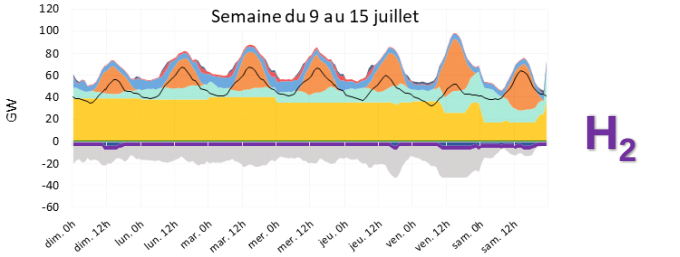
- En base (hors pointe) **accompagnées de garanties d'origine :**
  fonctionnement toute l'année sauf en cas de prix élevés

  ✚ *Durée de fonctionnement longue (>90% du temps)*

  Amortissement des CAPEX

  ═ *Approvisionnement décarboné discutable*

  Coût d'approvisionnement en électricité élevé



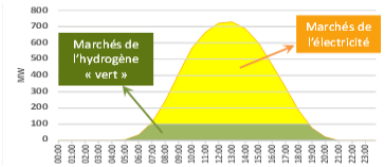
H_2

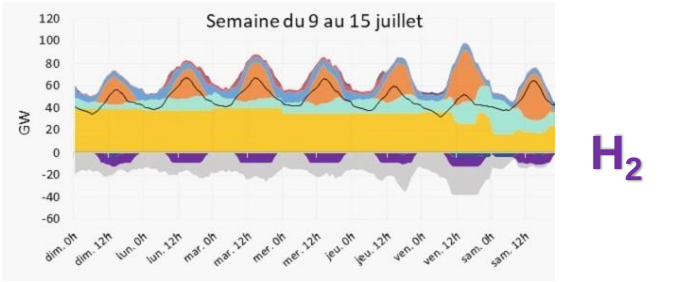
- **En autoproduction (PV ou éolienne)** sur site de production

  ✚ *Coût d'électricité contrôlé (CAPEX PV)*

  Durées de fonctionnement potentiellement significatives (>40%)

  ═ *Bilan CO_2 dépend de l'effet de l'installation EnR sur la capacité totale EnR du pays*





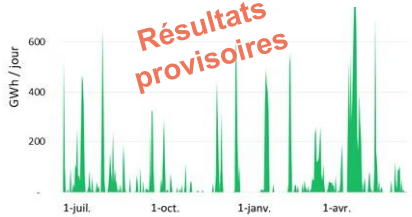
H_2

Bioénergies · Nucléaire · Éolien · Solaire · Hydraulique · Fioul · Gaz · Effacements · STEP · Import · Export · Power-To-Gas · Consommation France totale

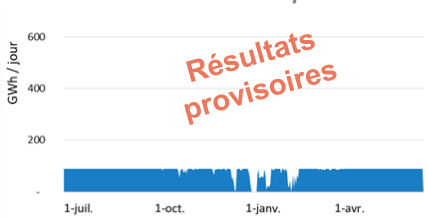
… avec des effets contrastés sur le système électrique

- **Des profils de consommation d'électricité et de production d'hydrogène très contrastés**

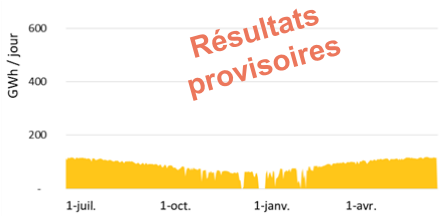
Production sur une chronique annuelle



Sur marges EnR+Nucléaire



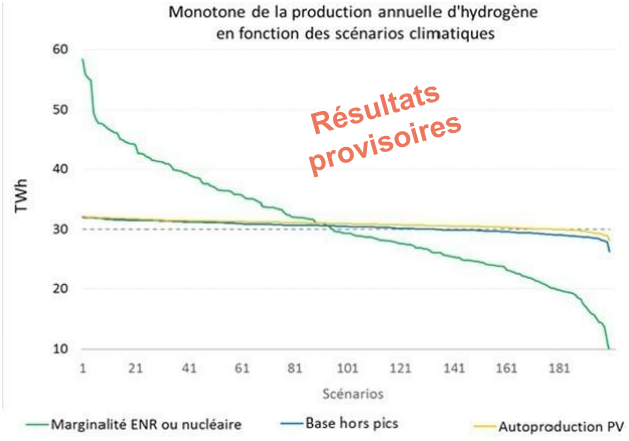
En base hors pointe



En autoconso PV

- **… qui peuvent nécessiter des capacités de stockage pour assurer une livraison régulière aux consommateurs d'hydrogène**

Pour certains modes de fonctionnement des électrolyseurs, une variabilité importante de la production d'H_2 selon les mois / années qui pourrait nécessiter des besoins de stockage importants (selon les usages envisagés)

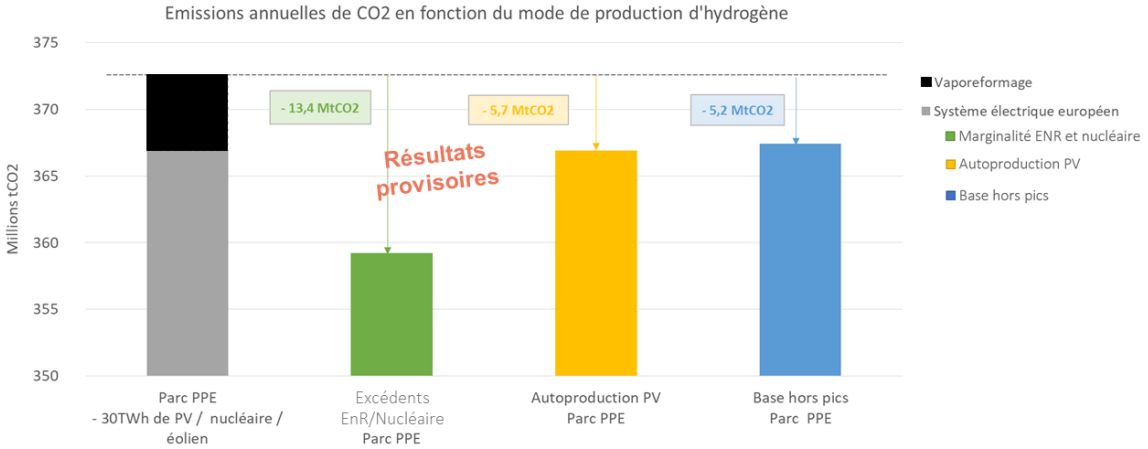


- **… et des intérêts économiques et environnementaux d'ampleurs différentes**

L'analyse met en évidence une réduction des émissions de gaz à effet de serre dans quasiment toutes les configurations

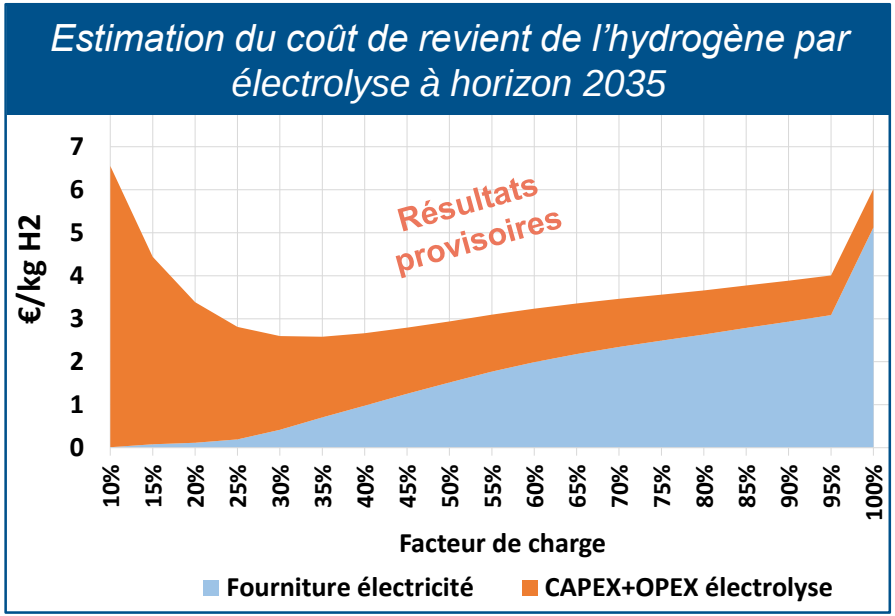
- Du point de vue des émissions de CO_2 nationales, l'électrification de la production d'hydrogène est dans tous les cas bénéfique comparé au vaporeformage (le mix électrique français étant presque totalement décarboné)
- Du point de vue européen, la consommation supplémentaire pour l'électrolyse en France peut, toutes choses étant égales par ailleurs, réduire les exports d'électricité vers les pays voisins
- La réduction des émissions européennes est donc maximisée avec (i) une adaptation du mix d'électricité décarboné en accompagnement du développement de l'électrolyse et (ii) un mode de fonctionnement centré sur les périodes de marges EnR ou nucléaire

- L'effet est positif en considérant que le parc est adapté à la consommation
- D'un mode opératoire à l'autre, et à production d'hydrogène identique, le bilan des émissions varie de plus de 8 $MtCO_2$/an.



Les études permettent de procéder à une analyse économique des coûts totaux associés au transfert vers l'électrolyse

- L'analyse est menée à l'échelle des coûts pour la collectivité, en tenant compte de l'ensemble des composants variant entre les scénarios avec et sans électrolyse.
- Les coûts totaux varient de manière significative selon les modes de fonctionnement
- L'intérêt pour la collectivité dépendra toutefois de la valorisation du CO_2
- À long terme (horizon 20230), dans un contexte de réduction du coût des électrolyseurs, le coût de décarbonation associé au développement de l'électrolyse (et du parc de production électrique associé) est systématiquement inférieur à la valeur tutélaire du carbone.



L’électrolyse peut apporter des services au système mais qui ne justifient pas à eux seuls le développement des électrolyseurs

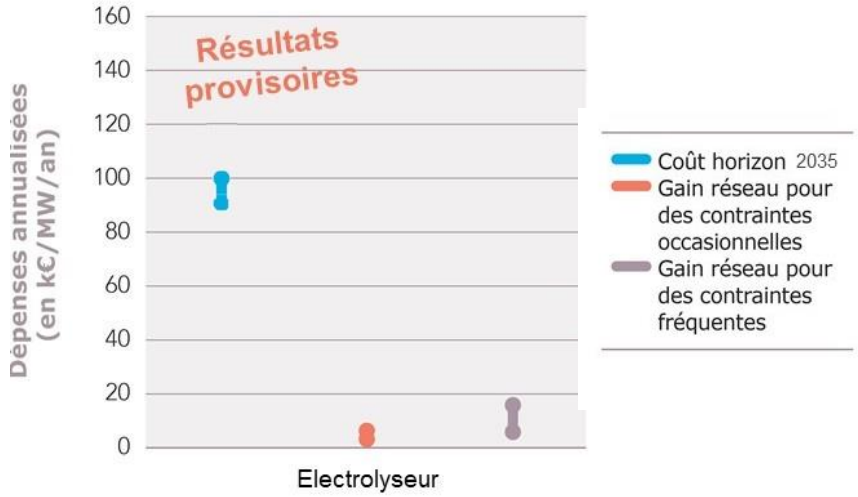
Les électrolyseurs correspondent à des usages potentiellement flexibles pouvant apporter des services :

- Réserves (services-système fréquence et réserve rapide) : une capacité technique des électrolyseurs à participer et une rémunération aujourd’hui importante (70-160 k€/MW/an) pour les réserves primaires et secondaires mais des marchés limités en volume et très concurrentiels (une forte participation attendue des batteries et de l’effacement entraînera à terme une baisse de rémunération de ces services)

- Réseau (voir SDDR) : une valeur possible pour la résolution de congestions, mais associée à des localisations extrêmement précises (signalées par RTE) et qui ne couvrira qu’une faible par des coûts des électrolyseurs

- Stockage saisonnier : à l’horizon 2035, le développement de l’hydrogène pour le stockage d’électricité, ne présente pas d’intérêt économique (coût très élevé du MWh restitué). À plus long terme, l’espace économique peut exister en fonction du scénario (voir travaux sur 2050).

Coût et valeur économique pour la gestion des congestions sur le réseau apportée par les électrolyseurs avec les hypothèses de coûts 2035 – cas d’une contrainte en évacuation sur le réseau HTB1



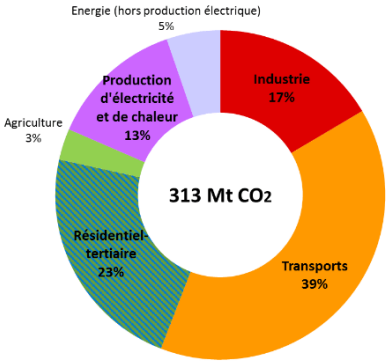
3

Chauffage et bâtiment

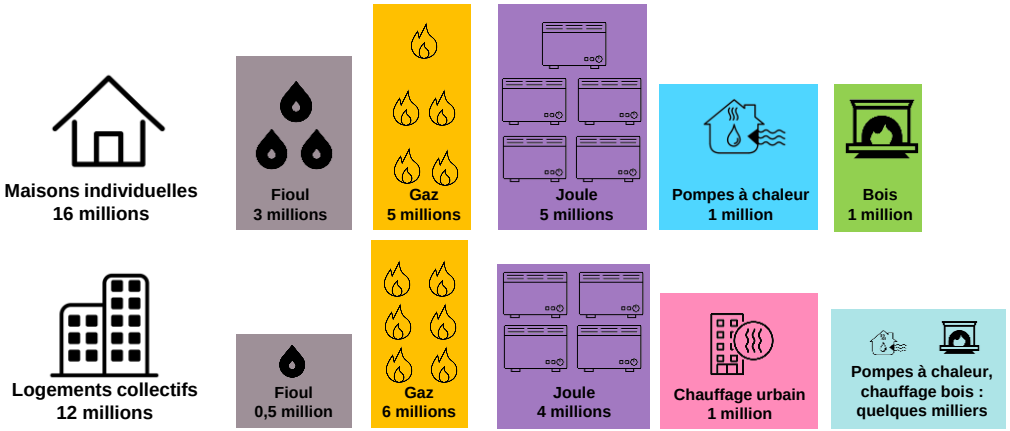
Un enjeu à réduire les émissions de CO2 associées aux usages thermiques dans le bâtiment

- En France, les émissions de CO_2 du bâtiment représentent près de 25% des émissions nationales et sont particulièrement liées au chauffage : il existe aujourd'hui plus de 3 millions de logements chauffés au fioul et 11 millions chauffés au gaz.
- Les ambitions publiques sur les usages thermiques dans le bâtiment sont importantes dans le projet de PPE/SNBC (~50% de logements chauffés à l'électricité à l'horizon 2035).

Emissions de CO2 en France en 2018



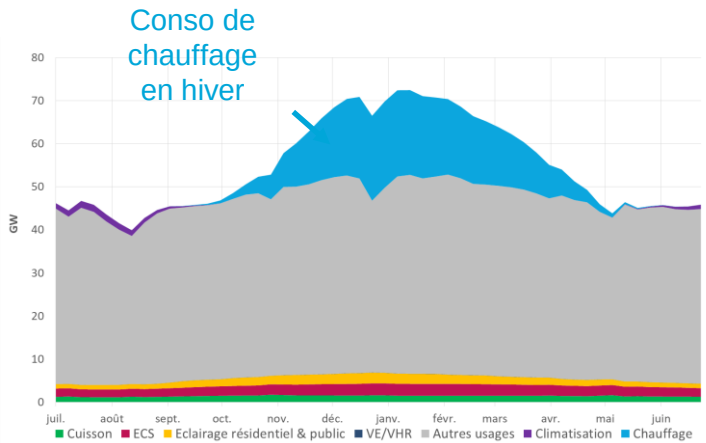
Parc des installations de chauffage en France – 2017 (source : CEREN)



→ **Des analyses menées avec l'ADEME et qui seront présentées en réunion de concertation**

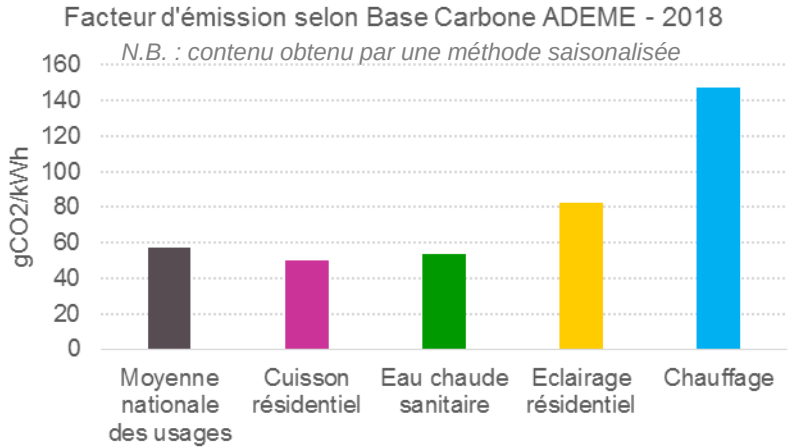
Des questions sur les impacts du développement du chauffage électrique, liées à son profil de consommation

Le chauffage électrique est fortement contributeur à la pointe électrique



- Quel effet sur la **pointe** associé aux trajectoires SNBC ?
- Quel niveau d'électrification du chauffage le système électrique peut-il accueillir en respectant la **sécurité d'approvisionnement** ?
- Quel effet associé à l'efficacité énergétique ?

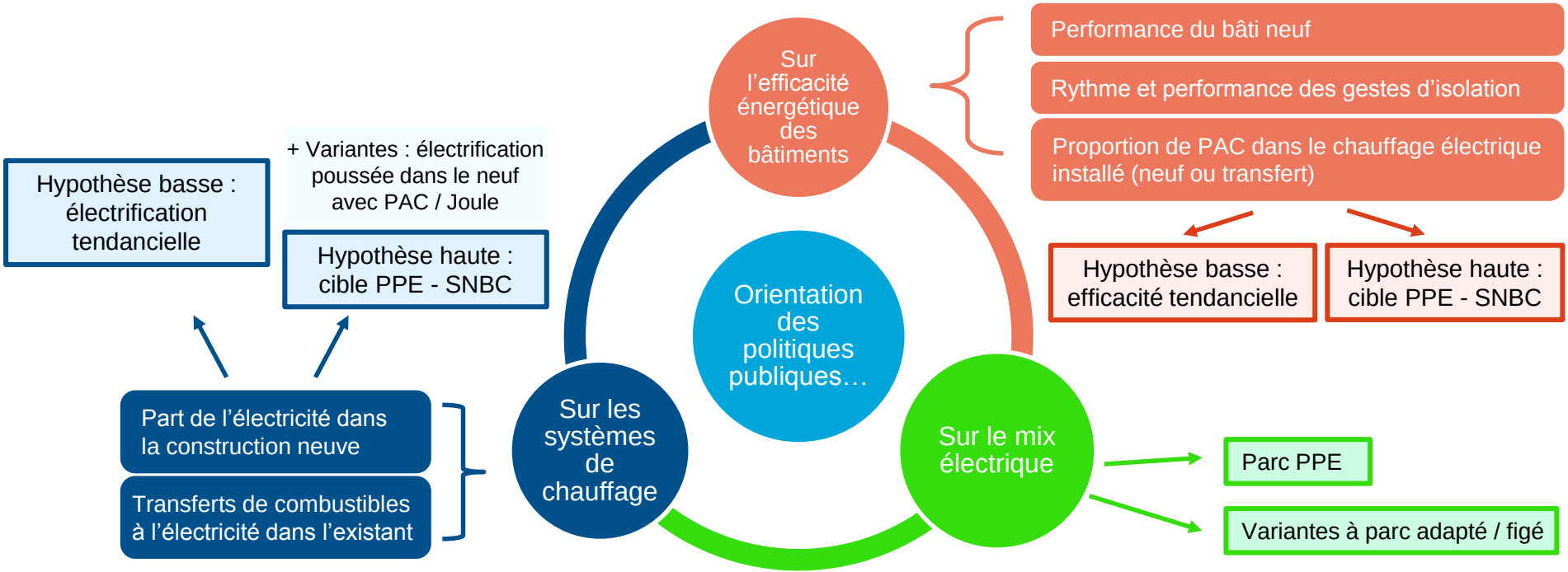
Le chauffage électrique est susceptible de solliciter les moyens de production carbonés dans le mix



- Électrifier le chauffage permet-il réellement de diminuer les **émissions de CO_2** ?
- **A quel coût** pour la collectivité / le consommateur ?

Ces analyses sont croisées avec celles sur l'efficacité énergétique des bâtiments et des systèmes de chauffage

- Différentes hypothèses (ampleur de la rénovation, convecteurs à effet Joule versus pompe à chaleur)
- Représentation schématique des différents paramètres :



Bilan prévisionnel – scénarios de long terme à l'horizon 2050

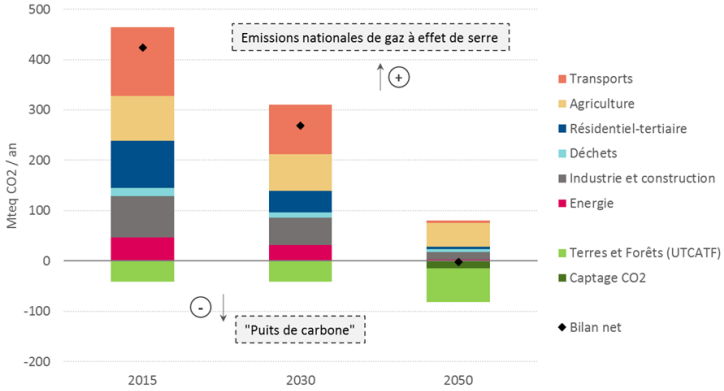
Commission perspectives système et réseau

Réunion plénière du 27 septembre 2019

Rappel des objectifs pour la construction des prochains scénarios de long terme du Bilan prévisionnel (CPSR du 17 mai 2019)

- Cadrage général des prochains scénarios de long terme :
  - articulé autour de l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050 et des trajectoires de la SNBC
  - avec des trajectoires (pas uniquement le point d'arrivée)
  - dans un contexte de changement climatique
- Deux « familles » de scénarios étudiées :
  - avec l'option « nouveau nucléaire » ouverte
  - sans « nouveau nucléaire »
- Une modélisation complète du système à l'échelle européenne, et avec une représentation des couplages entre l'électricité et les autres vecteurs (gaz, chaleur…)
- Une description des scénarios selon 4 axes principaux :
  - Description technique du système
  - Description des enjeux sociétaux (implication sur les modes de vie)
  - Description des enjeux environnementaux
  - Description économique

Trajectoire d'émissions de gaz à effet de serre (SNBC)



Un découpage des travaux et de la concertation en trois étapes principales

Phase I ➔ en cours

Identification des principaux axes d'étude, lancement de la concertation et des groupes de travail pour préparer le cadrage des scénarios

Lancement des 8 GT techniques sur les hypothèses et élaboration des documents de cadrage

Consultation publique sur le cadrage et les hypothèses

Phase II

Réalisation des analyses et présentation des premiers résultats en concertation

Phase III

Concertation finale sur les résultats et publication d'un document de référence

Une démarche de construction des scénarios de long terme qui s'appuie sur une concertation renforcée

Lancement d'une large concertation sur la scénarisation et les hypothèses des scénarios

pour cibler les points d'intérêt du débat public, renforcer la pertinence et la légitimité des scénarios, et accroître la transparence sur les hypothèses

La CPSR

Instance de cadrage stratégique des travaux et d'arbitrage des orientations

Des groupes de travail

Instances de partage des hypothèses et résultats au niveau technique

Une consultation publique

Sur les différents éléments de cadrage et hypothèses

(prévue au T1 2020)

Groupes de travail lancés ou programmés :

- GT 1 « référentiel climatique »
- GT 2 « consommation »
- GT 3 « cadrage et scénarisation »
- GT 4 « interfaces électricité et autres vecteurs »
- GT 5 « représentation des attentes de la société »
- GT 6 « environnement »
- GT 7 « flexibilités »
- GT 8 « fonctionnement du système électrique »

La phase I des travaux du Bilan prévisionnel de long terme ciblant l'horizon 2050 est lancée

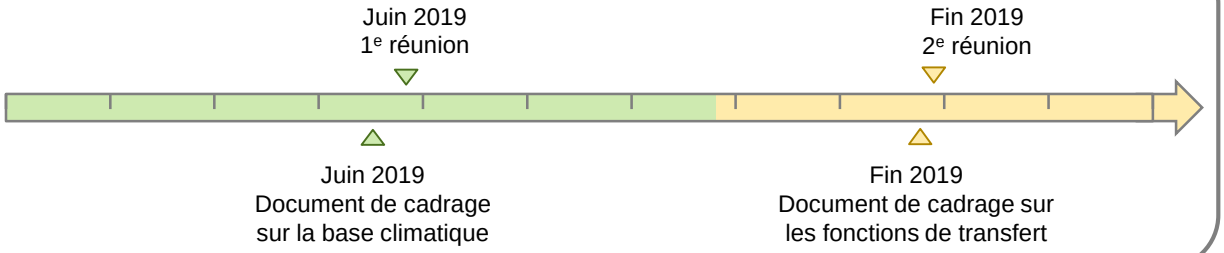
- Plusieurs groupes de travail ont été lancés depuis le printemps 2019 :
  - 4 groupes de travail se sont réunis au moins une fois
  - 4 autres sont programmés pour fin 2019 / début 2020
  - D'autres GT thématiques pourront être organisés en fonction des retours et de l'intérêt des parties prenantes
- Pour chaque réunion, un document de cadrage est diffusé aux participants pour partager sur la méthodologie et les hypothèses associées à chaque thématique. Il constitue un document de travail sur lequel les parties prenantes peuvent formuler des remarques.
- Les réunions menées à ce jour ont permis de présenter le cadrage global des différentes thématiques. Elles ont réuni de nombreux participants et ont donné lieu à des échanges constructifs permettant d'alimenter l'exercice sur les scénarios à l'horizon 2050.
- Inscription à la liste de diffusion des différents GT via l'adresse rte-concerte-bp@rte-france.com

1 - GT « référentiel climatique »

Objectifs

- Présentation des référentiels Météo-France, des variables météorologiques obtenues et des fonctions de transfert utilisées pour obtenir des grandeurs énergétiques

Calendrier



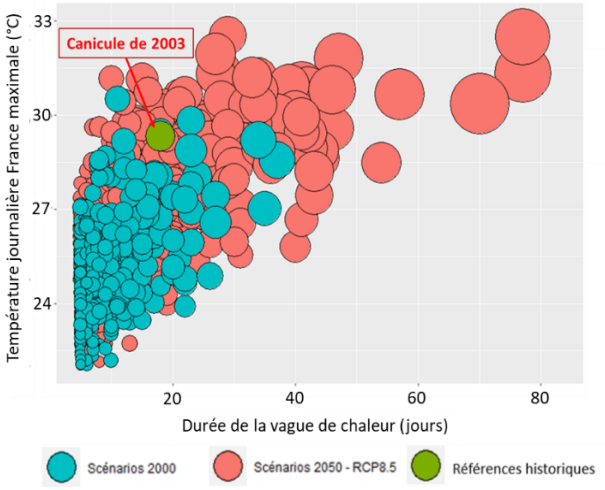
Premiers enseignements

- Fort intérêt, nombreuses remarques reçues
- Discussions et questions sur les trajectoires d'évolution du climat à retenir, la résilience du système au-delà des cycles annuels, la représentation des événements extrêmes, la prise en compte des incertitudes inter-modèles et la comparaison avec d'autres bases

Suite des travaux

- Prise en compte des retours et analyses comparatives avec d'autres modèles et bases de données
- Approfondissement de la modélisation des effets associés aux périodes de canicule
- Présentation des fonctions de transfert pour éolien, PV…

Vagues de chaleur

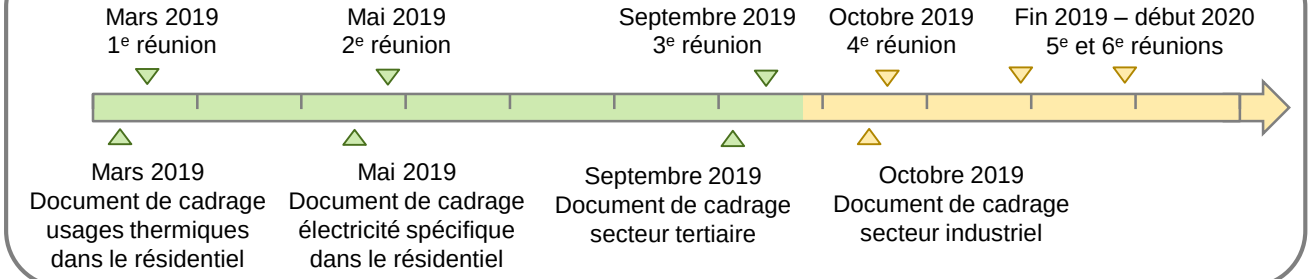


2 - GT « consommation »

Objectifs

- Partage de la méthodologie et des hypothèses de construction des trajectoires de consommation, par secteur et par usage (approche *bottom-up*)

Calendrier



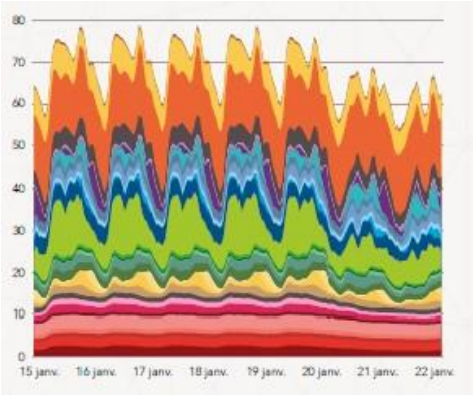
Premiers enseignements

- Présentation des hypothèses d'évolution de la consommation dans le résidentiel et le tertiaire
- Validation de la démarche et des valeurs de certains paramètres, identification des paramètres moins consensuels qui vont évoluer

Suite des travaux

- Présentation de la méthodologie et des hypothèses sur le secteur industriel et sur les appels de puissance
- Ajustement des trajectoires en fonction des contributions reçues
- Prolongement des trajectoires à l'horizon 2050 et construction des variantes

Exemple de modélisation d'une courbe de charge par empilement des usages – vision horaire hebdomadaire

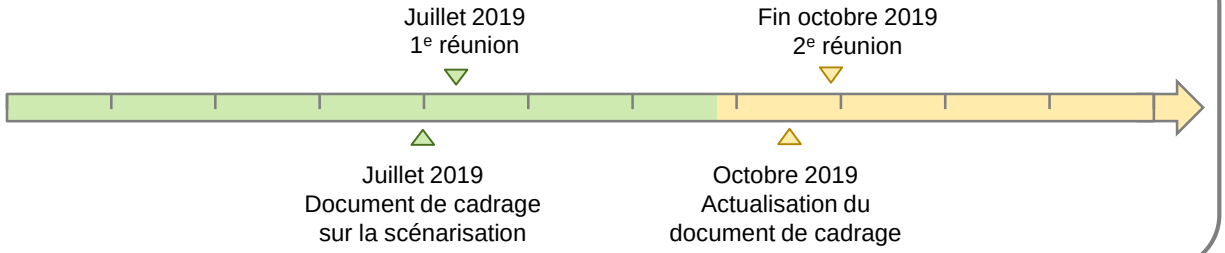


3 - GT « cadrage et scénarisation »

Objectifs

- Conception des scénarios et des variantes
- Définition des paramètres (gisements, offre, demande, …) associés à chacun des scénarios

Calendrier



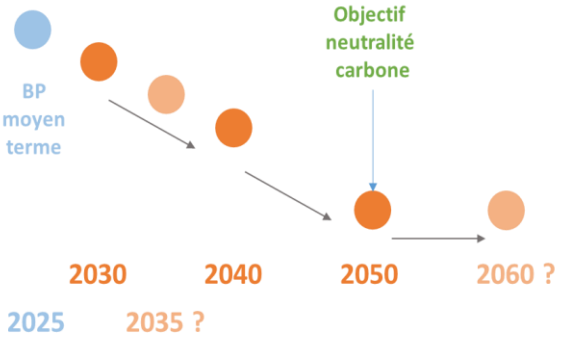
Premiers enseignements

- Approche largement partagée (trajectoires avec jalons et analyse des options, scénarios avec et sans nouveau nucléaire, vision systémique intégrant les interfaces, analyses aux plans technique, sociétal et environnemental)
- Cadrage global (SNBC) validé mais fortes attentes sur les variantes

Suite des travaux

- Discussion sur les cadrages (PIB, démographie, part de l'industrie…)
- Définition des principes de construction et des paramètres structurants des scénarios
- Définition des gisements
- Construction de la méthodologie d'analyse des valeurs d'option

Horizons considérés dans l'analyse prospective

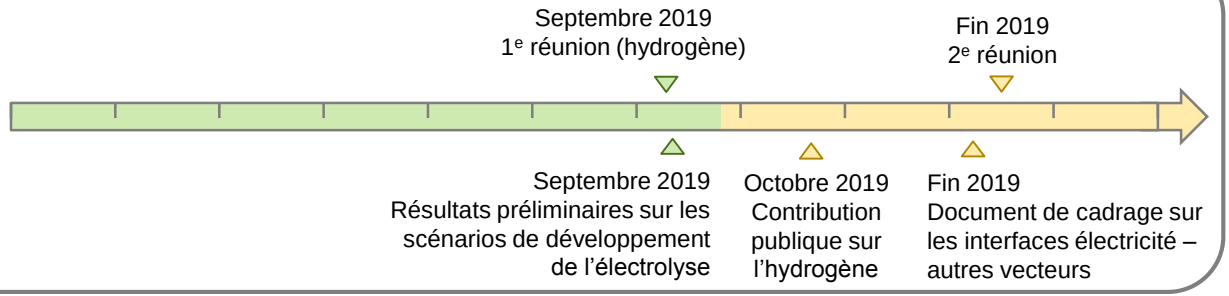


4 - GT « interfaces électricité et autres vecteurs »

Objectifs

- Analyse et modélisation des interfaces entre l'électricité et les autres vecteurs (gaz, chaleur…) : « *power-to-X* »
- Analyse des enjeux pour le système électrique

Calendrier

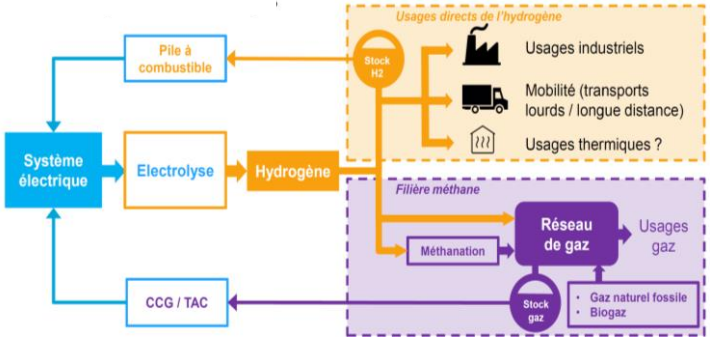


Premiers enseignements

- Une analyse sur les principaux enjeux associés au développement de l'électrolyse à l'horizon 2035 : pas de nécessité pour respecter le critère de sécurité d'approvisionnement, mais un essor envisagé de l'électrolyse pour décarboner des usages (industriels, mobilité…)
- Demandes d'approfondissement sur la dimension systémique

Suite des travaux

- Publication de la contribution de RTE au Plan hydrogène
- Travaux à poursuivre pour prolonger les analyses au-delà de l'horizon 2035, dans des scénarios à très forte part d'EnR
- Analyse à mener sur les interfaces avec d'autres vecteurs (méthane, chaleur…)



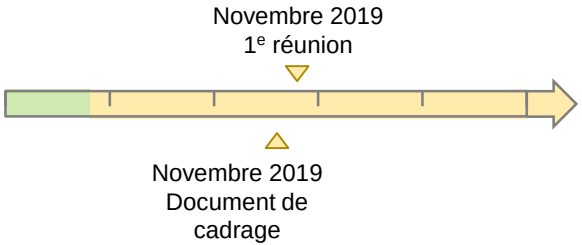
Les prochains GT programmés (5 & 6)

5 - GT « représentation des attentes de la société »

Objectifs

- Description des implications sociétales de la SNBC
- Caractérisation des attentes à prendre en compte et pouvant avoir un impact sur les scénarios (niveau de résilience à différents évènements, prix de l'énergie, appétence pour la sobriété et la flexibilité)

Calendrier

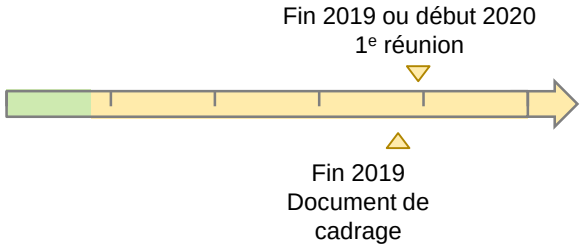


6 - GT « environnement »

Objectifs

- Définition des indicateurs environnementaux à représenter et analyser, au-delà des émissions de CO_2
- Méthodologie de comptabilisation des impacts (analyse des effets directs ou indirects, du cycle de vie, etc.)

Calendrier



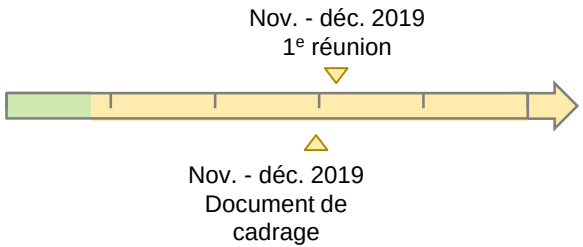
Les prochains GT programmés (7 & 8)

7 - GT « flexibilités»

Objectifs

- Caractérisation et modélisation des différentes flexibilités (production, consommation, stockage), notamment en lien avec les comportements et les attentes des consommateurs, et dans la poursuite des travaux effectués sur la mobilité électrique

Calendrier

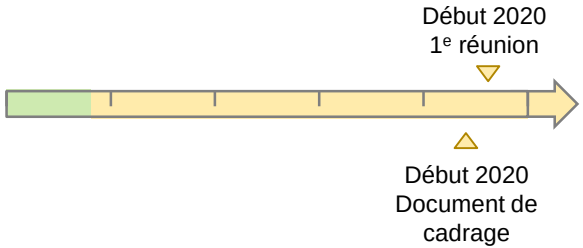


8 - GT « fonctionnement du système électrique »

Objectifs

- Méthodologie d'analyse du fonctionnement technique du système électrique : besoins d'inertie, de réserves et d'équilibrage
- Etude des enjeux dans chacun des scénarios
- Analyse macro des enjeux pour le réseau

Calendrier



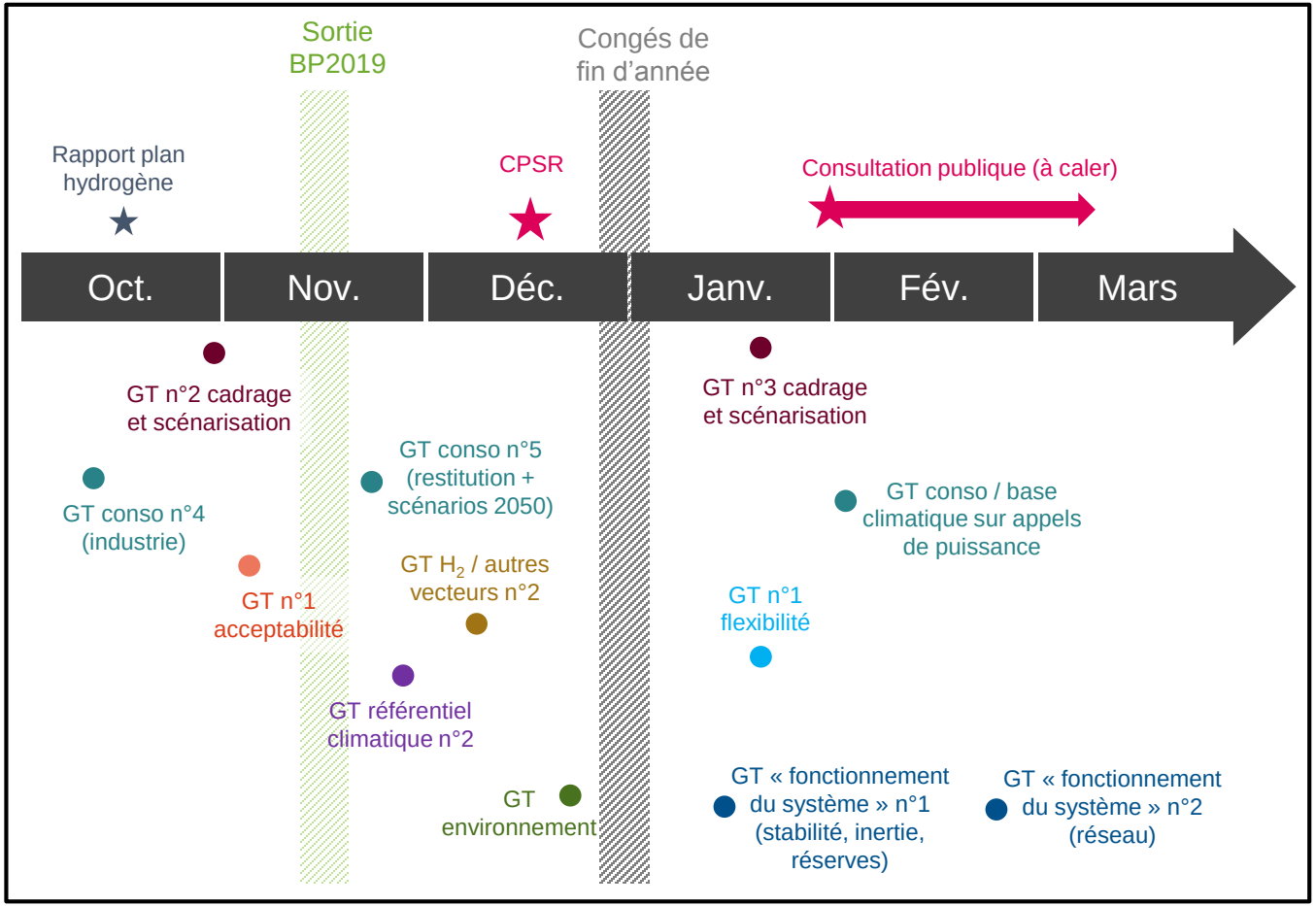
La suite des travaux s'articule autour de la poursuite des groupes de travail et le lancement d'une consultation publique

- En fonction des discussions menées dans les différents groupes de travail existants, des points d'attention soulevées par les contributions en séance et des orientations discutées en réunion plénière de la CPSR, d'autres groupes de travail thématiques pourront être programmés (sur la question des coûts et de l'analyse économique, ou sur la caractérisation des différentes technologies de production par exemple).

- À l'issue des premières réunions des différents groupes de travail, une consultation publique sur le cadrage des scénarios, la méthodologie et les hypothèses sera lancée (début 2020).

- L'ensemble des documents sont publiés sur le site de la concertation : https://www.concerte.fr/content/actualité-de-la-commission-perspectives-système-et-réseau

- Les inscriptions aux groupes de travail via l'adresse mail : rte-concerte-bp@rte-france.com

concerte.fr
LE SITE DE CONCERTATION DES CLIENTS DE RTE

Calendrier des prochaines sessions de GT (phase I)